

АННОТАЦИЯ

Выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Кушва» напряжением 35/6 кВ. Проектом предусматривается перевод подстанции с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ. При этом напряжение питания потребителей подстанции «Кушва» сохраняется. Для определения мощности силовых трансформаторов проведен анализ загрузки объекта по характерным данным замера в летний и зимний периоды. Выполнен расчет симметричных и не несимметричных токов короткого замыкания на подстанции с условием замены силовых трансформаторов и строительства новой воздушной линии 110 кВ.

Проведен выбор оптимального состава оборудования подстанции «Кушва» на стороне 110 и 6 кВ. Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции, а также расчет уставок блока микропроцессорной защиты для силового трансформатора подстанции «Кушва».

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Кушва» который соответствует всем требованиям по надёжности и качеству электроснабжения потребителей. Проведенные расчеты выполнены по действующим методикам и стандартам организаций.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы содержит 77 страниц, 21 таблицу и 10 рисунков. Список используемых источников включает в себя 25 наименований в том числе 5 иностранных источников. Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of graduation work is reconstruction of the electrical annex of the 35/6 kV substation "Kushva". The goal is to design a project for reconstruction the electrical annex of "Kushva" substation with changeover to 110 kV. The "Kushva" substation having two voltage levels with a transformer between them.

The first part of graduation work consists of the electrical load calculations of the "Kushva" substation. The obtained calculation results used to determine the power of the power transformers of the substation. To optimize the choice of power transformers, a technical and economic comparison of two variants were made. The first variant with the installation of two power transformers TDN 10000/110/10 kV, and the second variant is two power transformers TDN 16000/110/10 kV. As a result, the installation of a TDN 16000/110/10 kV power transformer would be more optimal.

The second part of the bachelor's work, was focused on the short circuit currents calculation. As a result, the values of short-circuit currents on the 110 kV side and on the 10 kV side were obtained.

The results of calculations were used in the third part of graduation work for selecting the high voltage equipment of distributed devices, calculating the relay protection settings of the substation and calculating the substation grounding system.

To protect the power transformer from emergency operation modes in bachelor's work, calculation of relay protection settings of a power transformer has been performed.

Replacement of equipment and power transformers of the substation required the calculation of the lightning protection. Therefore, in the thesis all lightning protection calculations were carry out. In addition, the designed substation lightning protection meets the requirements.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика объекта реконструкции	8
2 Выбор силовых трансформаторов	14
2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора	14
2.2 Определение технико-экономических показателей базового варианта установки силового трансформатора.....	15
2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора	21
2.4 Выбор трансформатора подстанции	28
3 Расчет токов короткого замыкания	30
3.1 Расчет симметричных ТКЗ.....	30
3.2 Расчет не симметричных ТКЗ.....	35
4 Выбор оборудования подстанции	40
4.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	40
4.2 Выбор разъединителей подстанции «Кушва»	42
4.3 Выбор трансформаторов тока подстанции «Кушва»	43
4.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	46
4.5 Выбор ограничителей перенапряжений нелинейных	48
4.6 Выбор гибких шин на стороне 110кВ.....	48
4.7 Выбор проводников на стороне 10 кВ	49
4.8 Выбор изоляторов	51
5 Релейная защита и автоматика подстанции	53
6 Выбор оперативного тока подстанции.....	62
7 Собственные нужды подстанции	64
8 Расчет заземляющего устройства подстанции «Кушва»	65
9 Определение параметров системы молниезащиты подстанции	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	76

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является основополагающей отраслью народного хозяйства. Особенностью электроэнергетического производства является общность процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Функционирование всех отраслей народного хозяйства страны зависит от состояния электроэнергетической отрасли. Кроме того, от состояния и развития электроэнергетики зависит и безопасность страны.

К основным объектам электроэнергетики относятся электрические станции на которых производят электрическую энергию, электрические подстанции на которых происходит преобразование и распределение электрической энергии, а также линии электропередачи (воздушные и кабельные) по которым происходит передача электрической энергии [7, 11, 23].

Становление и развитие электроэнергетической системы России берет начало с 20-х годов 20 века. В этот период были заложены основы современной Единой Национальной Электрической Сети (ЕНЭС).

В процессе создания и развития ЕНЭС выполнялось не только строительство новых объектов, но и модернизация существующих. Так как электроэнергетика связана со всеми отраслями народного хозяйства страны, то темпы ее развития должны опережать темпы развития остальных отраслей. Отставание в развитии может привести к нарушению нормального функционирования ЕНЭС [11, 16].

В структуру ЕНЭС входят электрические подстанции. Электрические подстанции – являются промежуточным звеном между электрическими станциями (объектами генерации) и потребителями. Электрические подстанции характеризуются по уровню напряжения, местоположению в ЕНЭС и типам потребителей, подключенных к ним [11, 16].

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [6] потребители классифицируются по уровню надежности электроснабжения. Выделены три основных категории потребителей. К потребителям первой категории относятся потребители, для которых должно быть обеспечено бесперебойное

электроснабжение, т.е. они должны получать питание от двух независимых источников. Перерыв в электроснабжении таких потребителей может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Среди потребителей первой категории надежности электроснабжения выделяются особо ответственные потребители «особой категории» - для которых перерыв в электроснабжении недопустим. Ко второй категории надежности электроснабжения относятся потребители, перерыв электроснабжения которых может повлечь массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. К третьей категории надежности электроснабжения относятся потребители не попадающие под категории 1 и 2. Для потребителей третьей категории допускается обеспечивать питание от одного источника электрической энергии, при условии соблюдения периода перерыва электроснабжения, не превышающего 24 часов [6].

По местоположению роли в ЕНЭС подстанции подразделяются на тупиковые, ответвительные, узловые и проходные [4, 5, 7,11, 17].

Исходя из того какие потребители подключены к подстанции и какую роль, она играет в ЕЭНС выбирается количество силовых трансформаторов и тип электрической схемы подстанции [4, 5, 7,11, 17].

При выборе электрической схемы необходимо учитывать перспективу развития питаемого района, возможность подключения новых потребителей и т.д [7, 11].

В работе рассматривается электрическая подстанция «Кушва». Реконструкция подстанции вызвана необходимостью перевода подстанции с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ. Так как головная подстанция, на которой установлены трехобмоточные трансформаторы напряжением 110/35/10

кВ проходит реконструкцию с заменой силовых трансформаторов с двумя классами напряжения 110 и 10 кВ.

При этом оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии. Подробный анализ состояния оборудования подстанции будет проведен в первом разделе выпускной квалификационной работы (ВКР).

Целью ВКР является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции «Кушва» с переходом на напряжение 110 кВ.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить расчет электрической мощности подстанции
2. Выбрать электрическое оборудование
3. Рассчитать молниезащиту и заземление объекта.

При выполнении ВКР необходимо использовать современные и актуальные методики проектирования и нормативные акты. При выборе электрооборудование предпочтение необходимо отдавать оборудованию произведенному на территории РФ.

1 Характеристика объекта реконструкции

Объектом реконструкции является электрическая часть подстанции «Кушва», напряжением 35/6 кВ. Подстанция расположена в Свердловской области, г.Кушва. Подстанция находится на эксплуатации в МРСК Урала, Свердловэнерго, Нижнетагильские электрические сети Верхнетуринский РЭС.

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1928 году. План расположения подстанции «Кушва» 35/6 кВ представлен на плане города Кушва, на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – План расположения подстанции «Кушва»

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора ТДН мощностью 10 МВА.

Потребители подстанции получают питание по кабельным линиям напряжением 6 кВ.

На подстанции установлено морально и физически устаревшее оборудование. На стороне 35 и 6 кВ в эксплуатации находятся масляные выключатели. В настоящее время в России и мире не применяют масляные выключатели при реконструкции и строительстве подстанций [11, 22, 23, 25]. Ремонт выключателей, в связи с тем, что они сняты с производства, затруднителен, поэтому проектом необходимо предусмотреть замену всего

коммутационного оборудования так же принимая во внимание переход на напряжение 110 кВ. Перевод подстанции на напряжение 110 кВ не позволит использовать существующие фундаменты и порталные опоры, поэтому в строительной части проекта должны быть предусмотрены работы по демонтажу существующих конструкций. На стороне 6 кВ требуется установить современные ячейки с элегазовыми или вакуумными выключателями. При выборе ячеек необходимо отдавать предпочтение ячейкам заводского изготовления, что повлечет снижение затрат на ввод и наладку оборудования подстанции.

Так же на подстанции установлены электромеханические устройства релейной защиты и автоматики. Так как требованиями нормативных документов [18, 20] установлено, что использование электромеханических устройств не допускается на реконструируемых объектах электроэнергетики, то необходимо выполнить замену устройств релейной защиты на микропроцессорные.

На подстанции используется система выпрямленного оперативного тока. Использование такого тока не допустимо на современных подстанциях согласно нормативной документации [12, 13]. Поэтому необходимо предусмотреть установку системы оперативного постоянного тока.

Подстанция находится в черте города Кушва, поэтому при сооружении подстанции необходимо использовать территорию бывшей подстанции по максимуму. Не использовать громоздких строительных решений и обеспечить защиту территории подстанции.

В таблице 1.1 представлены данные по замерам существующей нагрузки подстанции «Кушва» 35/10 кВ. Замеры выполнены в характерные дни летнего и зимнего периодов.

Таблица 1.1 – Данные замеров загрузки силовых трансформаторов

	Установленная мощность силового трансформатора, МВА	Нагрузка на трансформаторах	
		Характерный день зимнего периода, МВт	Характерный день летнего периода, МВт
Силовой трансформатор Т1	10	5,64	2,521
Силовой трансформатор Т2	10	5,75	8,086

Исходя из замеров мощности, проведенных в характерные дни зимнего и летнего периодов, можно сделать вывод, что трансформатор Т2 находится в режиме близком к максимальной нагрузке, при этом трансформатора Т1 не догружен. В зимний период оба трансформатора загружены примерно одинаково.

Основанием к проведению работ, связанных с реконструкцией электрической части подстанции «Кушва», является реконструкция близлежащих сетей с переходом на напряжение 110 кВ. В настоящее время подстанция «Кушва» запитана от подстанции 110/35/6 кВ «Гороблагодатская», но планируемая реконструкция сетей и уход от напряжения 35 кВ позволит повысить надежность электроснабжения питаемого района и снизить потери на передачу мощности. При этом появится возможность подключения новых потребителей и увеличение мощности подстанции «Кушва» 35/6 кВ, а потребителей на напряжение 35 кВ в питаемом районе нет. Поэтому перевод подстанции «Кушва» с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ возможен.

На подстанции «Гороблагодатская» так же планируется проведение реконструкции и замена трансформаторов с двух обмоточных на трансформаторы с двумя классами напряжения.

Для проведения работ по реконструкции электрической части подстанции на первом этапе необходимо определить нагрузки потребителей, подключенных к подстанции. Так как в настоящее время подстанция питает потребителей, то необходимо провести замеры и расчеты мощности по трансформаторам Т1 и Т2.

Определим полную мощность подстанции в зимний период по выражению и данным таблицы 1.1:

$$S_{ПС\ зима}^{макс} = S_{Т1\ зима} + S_{Т2\ зима} = 6,26 + 6,38 = 12,65 \text{ (МВА)},$$

где $S_{Т1\ зима}$ - полная мощность нагрузки трансформатора Т1 в зимний период, определим по выражению: $S_{Т1\ зима} = P_{Т1\ зима} / \cos \varphi = 5,64 / 0,9 = 6,26 \text{ (МВА)}$; $S_{Т2\ зима}$ - полная мощность нагрузки трансформатора Т1 в зимний период, определим по выражению: $S_{Т2\ зима} = P_{Т2\ зима} / \cos \varphi = 5,75 / 0,9 = 6,38 \text{ (МВА)}$.

Определим полную мощность подстанции в летний период по выражению и данным таблицы 1.1:

$$S_{ПС\ лето}^{макс} = S_{Т1\ лето} + S_{Т2\ лето} = 2,8 + 8,98 = 11,8 \text{ (МВА)},$$

где $S_{Т1\ лето}$ - полная мощность нагрузки трансформатора Т1 в летний период, определим по выражению: $S_{Т1\ лето} = P_{Т1\ лето} / \cos \varphi = 2,521 / 0,9 = 2,8 \text{ (МВА)}$; $S_{Т2\ лето}$ - полная мощность нагрузки трансформатора Т1 в летний период, определим по выражению: $S_{Т2\ лето} = P_{Т2\ лето} / \cos \varphi = 8,086 / 0,9 = 8,98 \text{ (МВА)}$.

Сравнив значения полных мощностей в летний и зимний периоды замеров получено, что в летний период нагрузка является максимальной. Примем полученное значение полной мощности $S_{ПС\ лето}^{макс} = 11,8 \text{ (МВА)}$.

На рисунке 1.2 представлен годовой график полной мощности подстанции исходя из максимальной мощности в летний период $S_{ПС\ лето}^{макс} = 11,8 \text{ (МВА)}$.

$S_{ПС}, МВА$

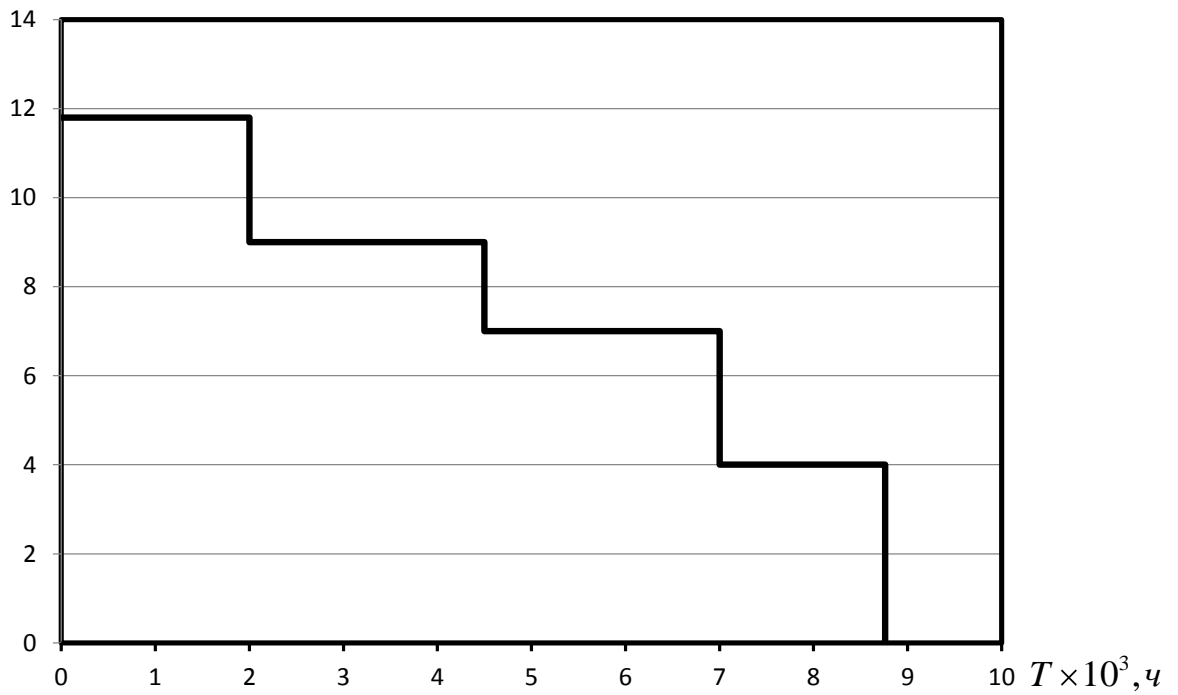


Рисунок 1.2 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции

Для определения потребляемой энергии на подстанции построим годовой график активной мощности, представленный на рисунке 1.3.

$P_{ПС}, МВт$

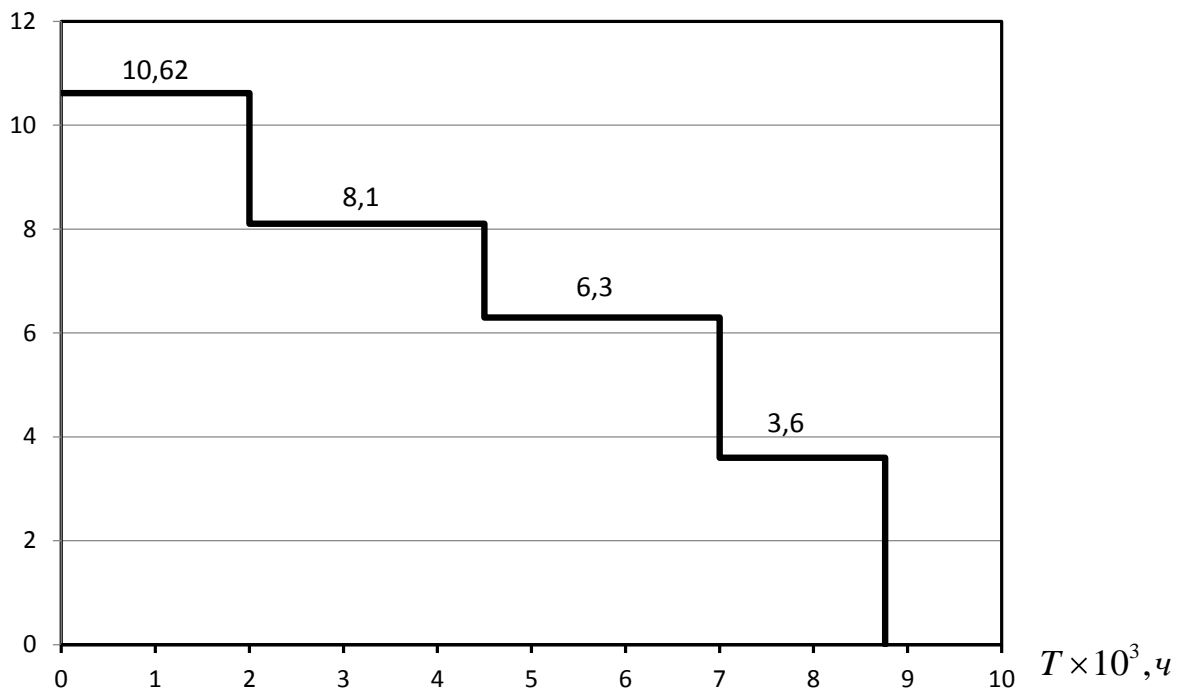


Рисунок 1.3 – Годовой график активной мощности подстанции

Определим потребляемую энергию по всей подстанции согласно годового графика нагрузки по выражению:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_i, \quad (1.1)$$

где P_{in} - значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции (значения подписаны для каждой ступени на рисунке 1.3), МВт; t_i - длительность каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, ч.

Для значений графика на рисунке 1.3 используя выражение (1.1) получим:

$$W_{ПС} = 10,62 \cdot 2 + 8,1 \cdot 2,5 + 6,3 \cdot 2,5 + 3,6 \cdot 1,76 = 63,576 \text{ (МВт}\cdot\text{ч)}.$$

Выполним расчет параметров годового графика нагрузок подстанции. К параметрам графика относятся продолжительность максимальной годовой нагрузки, которая определяется из выражения:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}^{max}} = \frac{63,576}{10,62} = 5,98 \cdot 10^3 \text{ ч.}$$

Так же определим коэффициент заполнения годового графика нагрузки подстанции по выражению:

$$k_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5986}{8760} = 0,68 \text{ ч.}$$

2 Выбор силовых трансформаторов

Для определения типа и мощности силового трансформатора, который необходимо установить на объекте, выполним расчет технико-экономической эффективности. Для этого необходимо сравнить затраты на установку каждого силового трансформатора каждого типа и сравнить стоимость потерь электрической энергии в них в соответствии с годовым графиком нагрузки объекта.

2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора

Используя значение максимальной полной мощности подстанции, полученной в п.1 выполним расчет необходимой мощности силового трансформатора для установки на понизительной подстанции «Кушва».

Значение полной мощности силового трансформатора определяются из следующего условия:

$$S_{номТ} \geq \frac{S_{ПС}^{макс} \cdot K_{1-2}}{k_{пер} (n - 1)}, \quad (2.1)$$

Примем значение максимальной полной мощности оправленной в п.1 $S_{ПС}^{макс} = S_{ПС лето}^{макс} = 11,8$ МВА; коэффициент участия потребителей первой и второй категории надежности примем равным 0,85; коэффициент перегрузки для двухтрансформаторной подстанции примем равным $k_{пер} = 1,4$ и число трансформаторов на подстанции $n = 2$.

Тогда условие выбора номинальной мощности силового трансформатора примет вид:

$$S_{номТ} \geq \frac{11,8 \cdot 0,85}{1,4(2 - 1)},$$
$$S_{номТ} \geq 7,16 \text{ (МВА)}.$$

Таким образом выберем мощность силового трансформатора на подстанции должна быть больше 7,16 МВА, согласно стандартной таблице

мощностей силовых трансформаторов для оценки технико-экономической эффективности примем для базового (первого) варианта силовой трансформатор мощностью 10 МВА, а в качестве альтернативного (второго варианта) примем силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

2.2 Определение технико-экономических показателей базового варианта установки силового трансформатора

Исходя из выбранных значений полной мощности базового варианта силового трансформатора – 10 МВА, по справочным и каталожным данным выберем силовой трансформатор марки ТДН 10000/110/6 кВ.

Первым этапом необходимо выполнить расчет потерь электрической энергии в силовом трансформаторе. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТДН 10000/110/6 кВ.

Таблица 2.1 – Каталожные данные силового трансформатора базового варианта

Тип силового трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт	Потери холостого хода, кВт	Ток холостого хода, %
ТДН	10000	115	6,6	10,5	58	14	0,7

Для трансформатора, каталожные данные которого представлены в таблице 2.1. необходимо выполнить расчет потерь мощности. Расчет выполняется согласно методике, представленной в [18].

Для двухобмоточного трансформатора, без расщепления обмотки низкого напряжения, методика расчета потерь мощности включает в себя следующие этапы.

Определим значение коэффициента загрузки выбранного трансформатора исходя из условия максимальной мощности подстанции, размерность мощностей принята кВА:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.2)$$

Далее необходимо определить величина потерь реактивной мощности в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{хх} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.3)$$

Следующим этапом определим величину потерь реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар:

$$Q_{кз} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.4)$$

Величина нагрузочных потерь в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения:

$$P'_к = \Delta P_к + k_{ин} \cdot Q_{кз}, \quad (2.5)$$

Значение величины приведенных потерь активной мощности в режиме холостого хода определяются из выражения:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x, \quad (2.6)$$

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях (2.1, 2.4, 2.5):

$$P'_Т = P'_x + k_3^2 \cdot P'_к, \quad (2.7)$$

Результаты расчета приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе согласно представленной методике (2.2-2.7) представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
Приведенные потери активной мощности в трансформаторе, кВт	$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k,$	171,3602
Коэффициент загрузки силового трансформатора	$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}},$	1,18
Приведенные потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x,$	17,5
Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ},$	70
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	$P'_k = \Delta P_k + k_{ин} \cdot Q_{кз},$	110,5
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар	$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ},$	1050

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТДН 10000/110/6 в соответствии с годовым графиком нагрузки подстанции представленном на рисунке 1.2.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (2.8)$$

Потери электрической энергии на в силовом трансформаторе складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (2.9)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i, \quad (2.10)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок.

На каждой ступени годового графика нагрузок необходимо определить возможность отключения одного из силовых трансформаторов. Для этого выполним расчет значения полной экономической мощности подстанции по выражению:

$$S_{эПС} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (2.11)$$

Для базового варианта экономическая мощность равна:

$$S_{эПС} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{17,5}{110,5}} = 5065,2 \text{ (кВА)}.$$

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 2.3 куда занесем все выполненные расчеты.

Таблица 2.3 –Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе базового варианта

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки трансформатора на соответствующей ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме КЗ
1	11800	2	1000	35000	1,18	76930,1
2	9000	2	2000	70000	0,9	89505
3	7000	2	750	26250	0,7	20304,375
4	4000	1	600	10500	0,4	10608
			4350	141750		197347,475
			Итого	339097,475		

Используя полученные значения потерь электрической энергии определим стоимость потерь, для этого необходимо найти стоимость кВт·ч электрической энергии которая определяется из выражения:

$$C_{\rho} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.12)$$

Для рассматриваемого объекта величина основной ставки двухставочного тарифа примем равной $\alpha=640$, а дополнительная ставка двухставочного тарифа $\beta=1,14$.

$$C_{\rho} = \frac{640}{5986} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда стоимость потерь электрической энергии найдем как произведение суммарного значения потерь из таблицы 2.3 на стоимость 1 кВт·ч.

$$I_{\rho} = C_{\rho} \cdot \Delta W_{\text{ПС}}, \quad (2.13)$$

$$I_{\rho} = 1,25 \cdot 339097,475 = 422826 \text{ руб}.$$

Экономическая целесообразность установки силового трансформатора определяется исходя из величины приведенных затрат.

Для этого сначала определим значение годовых отчислений:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.14)$$

Для силового оборудования напряжением 110 кВ суммарный коэффициент отчислений ($p_{\text{сум}}$) может быть принят равным 0,094.

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_{\rho}, \quad (2.15)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, может быть принят равным 0,15; K – капитальные затраты на оборудование ПС. К оборудованию

ПС в данном случае может быть отнесены только силовые трансформаторы. Стоимость силового трансформатора базового варианта составит 12,5 млн. руб.

Для удобства, расчеты приведенных затрат сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета приведенных затрат базового варианта

Годовые отчисления I_o	1175000	руб.
Капитальные затраты на оборудование ПС K	12500000	руб.
Стоимость годовых потерь электроэнергии I_e	423555,2	руб.
Стоимость одного кВтч C_e	1,249066	руб/кВт·ч
Приведенные затраты $Z_{пр}$	5348555,168	руб.

2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора

Исходя из выбранных значений полной мощности базового варианта силового трансформатора – 16 МВА, по справочным и каталожным данным выберем силовой трансформатор марки ТДН 16000/110/6 кВ.

Первым этапом необходимо выполнить расчет потерь электрической энергии в силовом трансформаторе. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТДН 16000/110/6 кВ.

Таблица 2.5 – Каталожные данные силового трансформатора базового варианта

Тип силового трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	Напряжения короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт	Потери холостого хода, кВт	Ток холостого хода, %
ТДН	16000	115	6,6	10,5	85	18	0,7

Для трансформатора, каталожные данные которого представлены в таблице 2.5. необходимо выполнить расчет потерь мощности. Расчет выполняется согласно методике, представленной в [17].

Для двухобмоточного трансформатора, без расщепления обмотки низкого напряжения, методика расчета потерь мощности включает в себя следующие этапы.

Определение коэффициента загрузки силового трансформатора исходя из максимальной полной мощности подстанции $S_{ПС}^{макс}$ и номинальной мощности силового трансформатора $S_{номТ}$, размерность мощностей принята кВА:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.16)$$

Далее необходимо определить потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.17)$$

Следующим этапом определяется величина потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания, квар:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.18)$$

Величина приведенных потерь активной мощности или нагрузочные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения:

$$P'_к = \Delta P_к + k_{ин} \cdot Q_{кз}, \quad (2.19)$$

Значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода определяются из выражения:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{um} \cdot Q_x, \quad (2.20)$$

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях (2.16, 2.19, 2.20):

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.21)$$

Результаты расчета согласно представленной методике (2.16-2.21) представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
Приведенные потери активной мощности в трансформаторе, кВт	$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k,$	115,5201563
Коэффициент загрузки силового трансформатора	$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}},$	0,7375
Приведенные потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{um} \cdot Q_x,$	23,6
Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ},$	112
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	$P'_k = \Delta P_k + k_{um} \cdot Q_{кз},$	169
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар	$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ},$	1680

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТДН 16000/110/6 в соответствии с годовым графиком нагрузки подстанции представленном на рисунке 1.2.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (2.22)$$

Потери электрической энергии на в силовом трансформаторе складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (2.23)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i, \quad (2.24)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок.

На каждой ступени годового графика нагрузок необходимо определить возможность отключения одного из силовых трансформаторов. Для этого выполним расчет значения полной экономической мощности подстанции по выражению:

$$S_{эПС} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (2.25)$$

Для базового варианта экономическая мощность равна:

$$S_{эПС} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{23,6}{169}} = 4756 \text{ (кВА)}.$$

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 2.7 куда занесем все выполненные расчеты.

Таблица 2.7 –Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе альтернативного варианта

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки трансформатора на соответствующей ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме КЗ
1	11800	2	1000	47200	0,7375	45960,07813
2	9000	2	2000	94400	0,5625	53472,65625
3	7000	2	750	35400	0,4375	12130,37109
4	4000	1	600	14160	0,25	6337,5
			4350	191160		117900,6055
			Итого	309060,6055		

Используя полученные значения потерь электрической энергии определим стоимость потерь, для этого необходимо найти стоимость кВт·ч электрической энергии которая определяется из выражения:

$$C_9 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.26)$$

Для рассматриваемого объекта величина основной ставки двуставочного тарифа примем равной $\alpha=640$, а дополнительная ставка двуставочного тарифа $\beta=1,14$.

$$C_9 = \frac{640}{5986} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда стоимость потерь электрической энергии найдем как произведение суммарного значения потерь из таблицы 2.3 на стоимость 1 кВт·ч.

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{ПС}, \quad (2.27)$$

$$I_9 = 1,25 \cdot 309060,6 = 386325 \text{ руб}.$$

Экономическая целесообразность установки силового трансформатора определяется исходя из величины приведенных затрат.

Для этого сначала определим значение годовых отчислений:

$$I_o = p_{сум} \cdot K, \quad (2.28)$$

Для силового оборудования напряжением 110 кВ суммарный коэффициент отчислений ($p_{сум}$) может быть принят равным 0,094.

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_9, \quad (2.29)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, может быть принят равным 0,15; K – капитальные затраты на оборудование ПС. К оборудованию

ПС в данном случае может быть отнесены только силовые трансформаторы. Стоимость силового трансформатора базового варианта составит 20 млн. руб.

Для удобства, расчеты приведенных затрат сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.8 – Результаты расчета приведенных затрат альтернативного варианта

Годовые отчисления I_o	1175000	руб
Капитальные затраты на оборудование ПС K	12500000	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии I_e	386037,1	руб
Стоимость одного кВтч C_e	1,249066	руб/кВтч
Нормативный коэффициент дисконтирования E_n	0,15	
Приведенные затраты $Z_{пр}$	5311037	руб

2.4 Выбор трансформатора подстанции

Проведенные расчеты пункта 2.2 и пункта 2.3 для базового и альтернативного вариантов установки силовых трансформаторов необходимо выполнить сравнение приведенных затрат.

Приведенные затраты базового варианта с силовым трансформатором марки ТДН 10000/110/6 кВ составили 5348555,168 руб.

Для альтернативного варианта, с трансформатором марки ТДН 16000/110/6 приведенные затраты равны 5311037 рублей.

Получаем, что

$$Z_{пр(базовый)} > Z_{пр(альтернативный)},$$

$$5348555,168 > 5311037.$$

Поэтому для дальнейших расчетов принят вариант установки на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТДН 16000/110/6 кВ.

3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо выполнять для проверки выбираемого высоковольтного коммутационного оборудования подстанции, а также измерительных трансформаторов тока и напряжения, кабелей, жестких и гибких шин на стойкость к ТКЗ. Кроме того, расчет токов короткого замыкания необходим для расчета уставок релейной защиты и автоматики подстанции. В работе необходимо выполнить расчет симметричных и не симметричных ТКЗ согласно утвержденным и действующим методикам расчета [10, 11, 17].

3.1 Расчет симметричных ТКЗ

Для выполнения расчета симметричных (трехфазных) токов короткого замыкания воспользуемся методикой, изложенной в [17].

На первом этапе необходимо составить расчетную схему. Расчетная схема ТКЗ представлена на рисунке 3.1.

На схеме показаны расчетные точки ТКЗ. Точка К1 – на стороне 110 кВ, а точка К2 на стороне 6 кВ. На схеме также показаны данные необходимые для расчета ТКЗ.

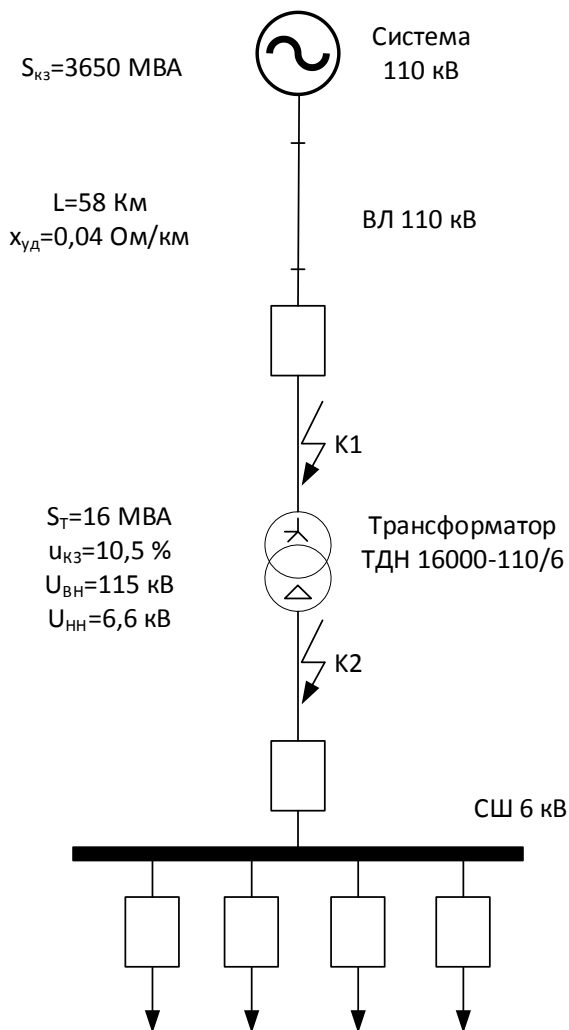


Рисунок 3.1 – Расчетная схема ТКЗ

3.1.1 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ

Используя расчетную схему, представленную на рисунке 3.1 составим схему замещения и выполним преобразование схемы до расчетной точки К1. На рисунке 3.2а показана схема замещения и преобразования схемы замещения до точки К1, рисунок 3.2б и рисунок 3.2в. При преобразовании схемы замещения примем во внимание, что силовые трансформаторы подстанции находятся не в параллельной работе.

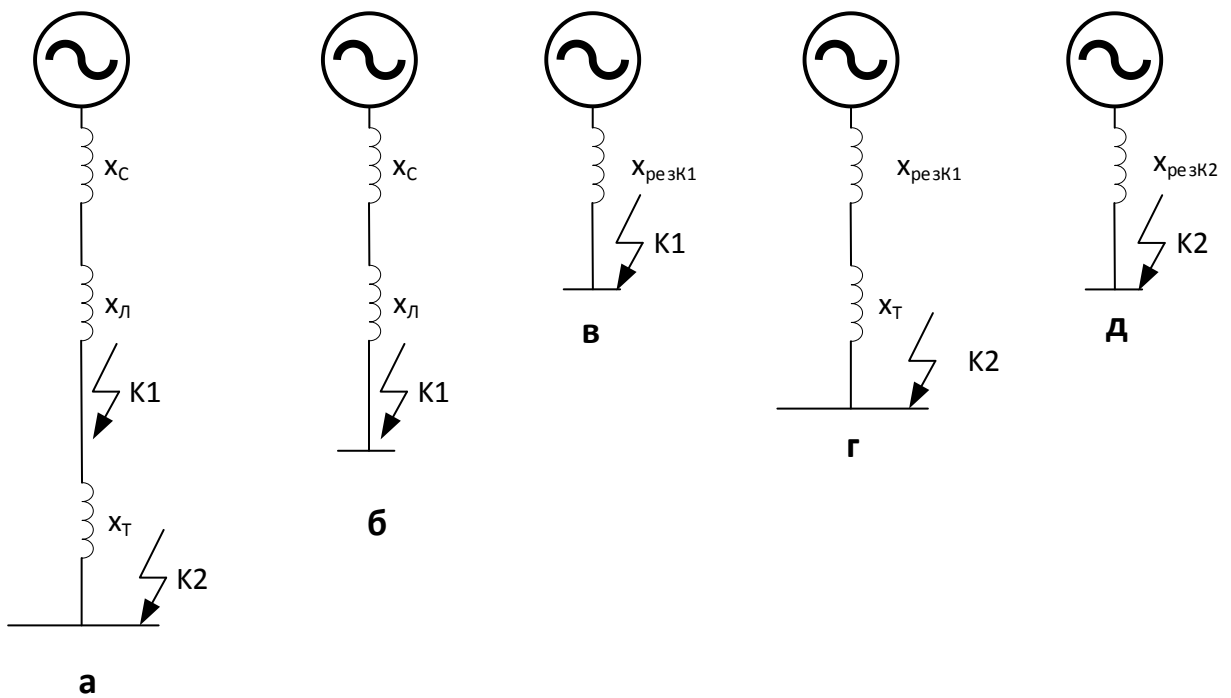


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета ТКЗ и преобразование схемы замещения

Определим сопротивления элементов схемы замещения представленной на рисунке 3.2а. Расчет ведем в относительных единицах.

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{*c} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}} \quad (3.1)$$

$$x_{*c} = \frac{1000}{3650} = 0,274$$

Сопротивление воздушной линии, Ом:

$$x_{*л} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.n}^2} \quad (3.2)$$

$$x_{*л} = 0,4 \cdot 58 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,754$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*резK1} = x_{*c} + x_{*л} \quad (3.3)$$

$$x_{*резK1} = 0,274 + 1,754 = 2,028$$

Найдем базисный ток на стороне 110 кВ соответствующей расчетной точке К1:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.н}} \quad (3.4)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Далее определим действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{o}}''}{x_{*резK1}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (3.5)$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{1}{2,028} \cdot 5,02 = 2,475 \text{ кА}$$

Определим ударный ТКЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\bar{o}} \quad (3.6)$$

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot 2,475 \cdot 1,8 = 6,301 \text{ кА}$$

3.1.2 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ

Для расчета симметричного (трехфазного) ТКЗ на стороне 10 кВ необходимо воспользоваться составленной схемой замещения – рисунок 3.2а. Для расчета ТКЗ на стороне 10 кВ в схему замещения добавляется сопротивление силового трансформатора, так как трансформаторы работают не параллельно, сопротивление второго силового трансформатора, установленного на подстанции, не учитывается.

Рассчитаем индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$x_{*T} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном}T}} \quad (3.7)$$

$$x_{*T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563$$

Преобразования схемы замещения для расчета ТКЗ в точке К2 показаны на рисунке 3.2г и рисунке 3.2д. Согласно преобразованиям, используя полученное в выражении (1.3) результирующее сопротивление для точки К1 ($x_{*резK1}$) и сопротивление силового трансформатора – выражение (1.7), найдем результирующее сопротивление до расчетной точки ТКЗ К2:

$$x_{*резK2} = x_{*резK1} + x_{*T} \quad (3.8)$$

$$x_{*резK2} = 2,028 + 6,563 = 8,591$$

Так же, как и для стороны 110 кВ, найдем значение базисного тока на расчетной стороне 10 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н}}} \quad (3.9)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА}$$

Определим действующее значение периодической составляющей ТКЗ в расчетной точке К2:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*резK2}} \cdot I_{\sigma} \quad (3.10)$$

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{8,591} \cdot 91,643 = 10,668 \text{ кА}$$

Определим ударный ТКЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.11)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,668 \cdot 1,93 = 29,117 \text{ кА}$$

3.2 Расчет не симметричных ТКЗ

К не симметричным коротким замыканиям относятся:

- однофазные короткие замыкания;
- двухфазные короткие замыкания;
- Двухфазные короткие замыкания на землю.

Расчетная схема для не симметричных коротких замыканий будет аналогична расчетной схеме для симметричных коротких замыканий (рисунок 3.1). Таким образом, не симметричные ТКЗ необходимо определить так же в двух расчетных точках К1 и К2.

3.2.1 Расчет не симметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ

Для определения расчетных значений не симметричных ТКЗ необходимо составить схему замещения. В отличие от случая, когда расчетным путем определяются значения симметричных ТКЗ (п.3.1), необходимо составить схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, так как расчет не симметричных ТКЗ ведется с использованием метода симметричных составляющих.

Схема замещения прямой и обратной последовательностей аналогичны и соответствуют схеме замещения, представленной на рисунке 3.2а.

Схема замещения нулевой последовательности составляется с учетом заземленных элементов расчетной схемы. Для расчетной схемы, представленной на рисунке 1, такими элементами являются воздушная линия и силовой трансформатор.

Силовой трансформатор Т1, изображенный расчетной схеме (рисунок 3.1) имеет схемы соединения обмоток «звезда с нулем»/«треугольник». Так как

схема соединения обмотки НН силового трансформатора – «треугольник», то мы не будем составлять схему замещения нулевой последовательности для расчетной точки К2, так как сопротивление на стороне НН будет стремиться к бесконечности.

Для расчетной точки К1 схема замещения нулевой последовательности и преобразование схемы замещения представлена на рисунке 3.3.

Так как токи нулевой последовательности попадают в обмотку ВН соединенную в «звезда с нулем» и замыкаются в обмотке НН соединенной в «треугольник», то в схему введено сопротивление силового трансформатора.

Сопротивление трансформатора для схемы замещения было определено по выражению (3.7). Сопротивление системы определено в выражении (3.1). Эти сопротивления для схемы нулевой последовательности будут равны сопротивлениям для прямой и обратной последовательности.

Необходимо определить сопротивление линии в схеме нулевой последовательности. Его можно определить из выражения:

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} \quad (3.17)$$

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot 1,754 = 6,14$$

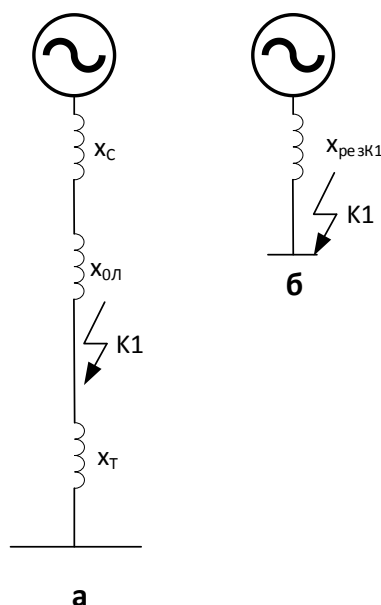


Рисунок 3.3 – Схема замещения нулевой последовательности для точки К1

Согласно расчетной схемы (рисунок 3.3) определим сопротивление результирующее сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$x_{*0 \text{рез} K1} = x_{*c} + x_{*0л} + x_{*T} \quad (3.18)$$

$$x_{*0 \text{рез} K1} = 0,274 + 6,14 + 6,563 = 12,976$$

Выполним расчет однофазного короткого замыкания в расчетной точке К1 начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{*\text{рез} K1} + x_{*0 \text{рез} K1}} \quad (3.19)$$

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 2,028 + 12,976} = 0,884 \text{ кА}$$

Тогда значение ударного однофазного ТКЗ будет определяться из выражения:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.20)$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 0,884 \cdot 1,93 = 2,412 \text{ кА}$$

Найдем значение двухфазного ТКЗ на землю в расчетной точке К1 в начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*\text{рез} K1} + 2 \cdot x_{*0 \text{рез} K1}} \quad (3.21)$$

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2,028 + 2 \cdot 12,976} = 0,583 \text{ кА}$$

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ на землю будет определяться из выражения:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.22)$$

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 0,583 \cdot 1,93 = 1,591 \text{ кА}$$

Определим двухфазный ток короткого замыкания в расчетной точке К1 начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{0}} \cdot E_{* \bar{0}}''}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1}} \quad (3.23)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 2,028} = 2,144 \text{ кА}$$

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ будет определяться из выражения:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} \quad (3.24)$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 2,144 \cdot 1,93 = 5,85 \text{ кА}$$

3.2.2 Расчет не симметричных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

Для стороны 10 кВ, исходя из схемы соединения обмотки НН в «треугольник» циркуляция токов нулевой последовательности через трансформатор не возможна, поэтому для стороны 10 кВ схема нулевой последовательности не составляется и расчет несимметричных ТКЗ ограничивается расчетом двухфазного ТКЗ. При этом расчетная схема и схема замещения для точки К2 будет аналогична расчетной схеме, представленной на рисунке 3.1, а схеме замещения, представленной на рисунках 3.2г и 3.2д. Сопротивление прямой и обратной последовательностей между собой принимаем равными, как и для стороны 110 кВ.

Определим двухфазный ток короткого замыкания в расчетной точке К2 начальный момент времени $t=0$:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{0}} \cdot E_{* \bar{0}}''}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1}} \quad (3.25)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 91,643 \cdot 1}{2 \cdot 8,591} = 9,238 \text{ кА}$$

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ будет определяться из выражения:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} \quad (3.26)$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 9,238 \cdot 1,93 = 25,2 \text{ кА}$$

Для анализа результатов расчета ТКЗ составим таблицу 3.1.

Таблица 3.1. – Результаты расчета ТКЗ на подстанции

Расчетная точка	Вид короткого замыкания			
	$I_{n0}^{(3)} / i_{y\delta}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y\delta}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y\delta}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y\delta}^{(2)}$
К1	2,475/6,301	0,884/2,412	0,583/1,591	2,144/5,85
К2	10,668/29,117	-	-	9,238/25,2

При выборе оборудования на стороне 110 кВ исходя из данных таблицы 3.1 расчетным видом короткого замыкания будет симметричное трехфазное КЗ. Так же на стороне 6 кВ, выбор оборудования необходимо проводить по трехфазному симметричному току короткого замыкания.

4 Выбор оборудования подстанции

Выбор оборудования подстанции производится исходя из расчетных значений токов короткого замыкания, а также результатов выбора силового трансформатора. Выбор оборудования производится в соответствии с выбранной схемой подстанции. На стороне 110 кВ, согласно нормативным документам принята схема 110-4Н [14,15,19]. На стороне 6 кВ, схема одна секционированная система шин [19].

4.1 Выбор высоковольтных выключателей

4.1.1 Выбор высоковольтных выключателей на стороне 110 кВ

Для выбора высоковольтных выключателей определим ток на стороне ВН силового трансформатора с учетом его допустимой перегрузки. Для двухтрансформаторной подстанции допустимая перегрузка составляет 1,4:

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ (А)}.$$

Определим значение термической стойкости с продолжительностью 0,25 с:

$$B_K = (I_{но}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 2,475^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Допустимое значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определим по выражению:

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,475 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 1,738 \text{ кА}.$$

Для установки на подстанции «Кушва» рассмотрим вариант установки колонкового элегазового выключателя марки ВГТ. Для обоснования выбранного выключателя заполним таблицу 4.1, в которой показаны основные

параметры выбора высоковольтного выключателя в соответствии с требованиями ПУЭ [9].

Таблица 4.1 – Проверка высоковольтного выключателя ВГТ 110

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{MAX}} = 112 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 2,475 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 1,738 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 2,475 + 1,738 = 5,627 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 67,87 \text{ кА}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 2,475 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Анализируя данные таблицы 4.1, где представлены расчётные и каталожные данные выключателя ВГТ-110 согласно условиям выбора, выключатель может быть выбран в качестве выключателя на стороне 110 кВ подстанции «Кушва», так как он удовлетворяет всем требованиям. Для установки принимаем выключатель ВГТ-110Ш40/2000 УХЛ1.

4.1.2 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 6 кВ

При выборе выключателя на стороне НН, необходимо так же учесть возможную работу трансформатора с допустимым коэффициентом перегрузки и учесть это при определении номинального тока выключателя.

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном T}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2052 \text{ A};$$

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 10,668^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 36,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,668 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 12,397 \text{ кА}$$

Таблица 4.2 – Проверка выключателя ВБЭ-10-20/1600УХЛ-1.

$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 2052 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 10,668 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 12,397 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 5,65 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,668 + 12,397 = 27,483 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 10,668 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 29,117 \text{ кА}$	$i_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 36,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВБЭ-10-20/2500УХЛ-1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя для установки на стороне 6 кВ подстанции «Кушва».

4.2 Выбор разъединителей подстанции «Кушва»

4.2.1 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

При выборе разъединителя на стороне 110 кВ, воспользуемся расчетными значениями, полученными в п.4.1.1. Условия выбора разъединителя схожи с условиями выбора высоковольтного выключателя, однако при выборе разъединителя не учитывается, что он будет выполнять отключение

поврежденных участков или выполнять переключения под нагрузкой. При этом он должен выдерживать все эти режимы до момента срабатывания выключателя на отключение. Выбор и проверку разъединителя проведем в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проверка разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} = 112 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 2,475 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$i_{уд} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203.65 \text{ кА}$
$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (РНДЗ-1-110/1000 УХЛ1) принимается к установке на подстанции «Кушва».

4.3 Выбор трансформаторов тока подстанции «Кушва»

4.3.1 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора определим из выражения:

$$I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А.}$$

Для проверки трансформатора тока заполним таблицу 4.4. В таблице 4.4 представлены каталожные и расчетные данные выбора, согласно [ПУЭ].

Таблица 11 – Проверка трансформатора тока ТВТ 110-I-150/5

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{MAX}} = 80.3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{\text{y0}} = 25,96 \text{ кА}$	$i_0 = 24 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 26,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТВТ 110-I-150/5 удовлетворяет условиям выбора.

Далее рассчитаем нагрузку трансформатора тока на стороне 110 кВ, расчет сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчетная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ

Измерительный прибор	Тип прибора	Мощность по фазам, (ВА)		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	2,0	0,5	-
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Итого		2,5	1,0	0,5

По данным таблицы 4.5 определим сопротивление приборов: согласно таблицы 4.5 $S_{\text{приб}} = 1,0 \text{ ВА}$ - полная мощность приборов; $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - сопротивление контактов; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки приборов.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

Принимаем длину соединительных проводов 65 м с алюминиевыми жилами.

Расчет сечения проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0.0283 \cdot 65}{1} = 1.84 \text{ мм}^2$$

Примем для подключения приборов медный провод с сечением 4 мм².

4.3.2 Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ

Расчетное значение тока на стороне 6,3 кВ в продолжительном режиме работы:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1493 \text{ А.}$$

Для выбора трансформатора тока заполним таблицу 4.6, в которой отражены основные условия выбора трансформаторов тока согласно ПУЭ [9].

Таблица 4.6 – Проверка трансформатора тока ТОЛ -10-1000/5

$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 1493 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_{y0} = 29,117 \text{ кА}$	$i_0 = 102 \text{ кА}$
$B_K = 36,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТОЛ-10-1500/5 удовлетворяет условиям выбора и может быть принят к установке на подстанции «Кушва».

Определим нагрузку трансформатора тока на стороне 6 кВ, вся нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Определение нагрузки трансформатора тока на стороне 6 кВ

Измерительный прибор	Вид	Мощность(нагрузка) на каждую фазу [ВА]		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	-
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5

Счетчик $W_{\text{актив}}$	САЧУ-И672М	2,5	2,5	
Счетчик $W_{\text{реактив}}$	САЧУ-И673М	2,5	2,5	
Варметр	Д-305	0,5	0,5	-
Итоговое значение		6,5	6,5	0,5

$S_{\text{приб}} = 6,5 \text{ ВА}$ - полная мощность всех приборов подключенных к трансформатору тока, из таблицы 14; $R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$ - величина сопротивления контактов; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ - полное сопротивление вторичной нагрузки;

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,26 = 0,84 \text{ Ом};$$

Принимаем длину соединительных проводов 40 м с алюминиевыми жилами.

Расчет сечения проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,84} = 1,35 \text{ мм}^2;$$

Принимаем стандартное сечение для алюминиевых проводов 4 мм².

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

4.4.1 Выбор трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Рассмотрим вариант установки на стороне 110 кВ трансформатора напряжения типа ЗНОЛ-110-400. Выполним расчет нагрузки трансформатора напряжения на стороне 110 кВ.

Таблица 4.8 – Нагрузка трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Приборы	Марка прибора	Потребляемая мощность
		S, ВА
Вольтметр межфазный	СВ3020	4

Осциллограф	С8-47/1	42
Вольтметр с переключением	ВР-МОЗ	2
Микропроцессорный фиксирующий индикатор	ИМФ-ЗР	2
Итого		50

Принимаем к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-110-400, с классом точности 0,5.

4.4.2 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Рассмотрим вариант установки на стороне 110 кВ трансформатора напряжения типа ЗНОЛ-10-250. Выполним расчет нагрузки трансформатора напряжения на стороне 6 кВ. В таблице представлен расчет нагрузок от приборов, подключённых к трансформатору напряжения на стороне 6 кВ.

Таблица 4.7 – Расчет нагрузки ТН на стороне 6 кВ

Прибор	Марка приборка	Мощность прибора [ВА]	Кол-во катушек	Cosφ/sinφ	Кол-во приборов	Мощность	
						P [Вт]	Q [вар]
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ARTM	2	2	0,38/0,93	5	7,6	18,5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230ART	2	2	0,38/0,93	4	6,08	14,8
Варметр	Д-305	1,5	2	1/0	1	3	0
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1/0	1	3	0
Вольтметр	СВ3020	2	1	1/0	1	2	0
Итого						21,7	33,3

Полная мощность приборов на стороне 10 кВ подключаемых к трансформатору напряжения составит:

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Трансформатор марки ЗНОЛ-10 с номинальной мощностью подключения приборов 250 ВА, подходит и принимается к установке.

4.5 Выбор ограничителей перенапряжений нелинейных

На стороне 110 кВ выберем к установке ограничитель перенапряжений нелинейный с полимерной изоляцией марки ОПН П-110 УХЛ1.

Для установки на стороне 6 кВ примем ограничитель перенапряжений нелинейный с фарфоровой изоляцией типа ОПН-10 УХЛ 1.

4.6 Выбор гибких шин на стороне 110кВ

Проектом реконструкции предусматривается использование на стороне 110 В подстанции «Кушва» гибких шин, В качестве гибких шин используется провод марки АС. Выполним расчет и выбор сечения гибких шин. Для этого определим ток с продолжительного режима:

$$I_{MAX} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А.}$$

С учетом допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ А.}$$

По величине экономической плотности тока, определяемой по [9], равной $J_э = 1,3 \text{ А/мм}^2$ получим, что сечение гибких шин должно быть:

$$S = \frac{I_{ном}}{J_э} = \frac{112}{1,3} = 86,5 \text{ мм}^2.$$

Примем к установке на ОРУ 110 кВ подстанции «Кушва» в качестве гибких шин, сталеалюминивые провода типа АС-95/16, с допустимым током $I_{дон} = 330 \text{ А}, S = 111,3 \text{ мм}^2, d = 13,5 \text{ мм.}$

Далее выполним проверку выбранных гибких шин по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = 112 < I_{\text{дл.доп}} = 330 \text{ A}$$

Так как выбранные гибкие шины используются на открытом воздухе, на территории ОРУ, а также исходя из условий конструкции гибких шинопроводов – отсутствие изоляции. Проверку выбранных гибких шинопроводов на стойкость к ТКЗ можно не выполнять. На электродинамическую стойкость проверка также не выполняется.

Выполним проверку на коронирование выбранных гибких шинопроводов. Определим критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,91 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{срз}}}{r_0}}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 21,94 \text{ кВ / см}$$

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 21,94 = 23,48 \text{ кВ / см}$$

$$0,9 \cdot 33,91 = 32,52 \text{ кВ / см}$$

$$23,48 \leq 32,52 \text{ кВ / см}$$

Выбранный провод марки АС-95/16 проходит по условию коронирования [3].

4.7 Выбор проводников на стороне 10 кВ

Определим расчетные значения токов для продолжительных режимов работы (без перегрузки трансформатора, с допустимой перегрузкой трансформатора):

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1493 \text{ А.}$$

$$I_{МАХ} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2091 \text{ А.}$$

Сечение по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{НОМ}}{J_{э}} = \frac{1493}{1,3} = 1148 \text{ мм}^2.$$

Выберем прямоугольную шину с сечением (10x100) и длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 1820 \text{ А}$.

Проведем проверку по максимально допустимому току

$$I_{МАХ} = 2091 \geq I_{дл.доп} = 1820 \text{ А,}$$

Выбранная шина не проходит по максимальному току в режиме перегрузки силового трансформатора, поэтому выберем алюминиевую шину с сечением 120x10, для данной шины значение длительно допустимого тока равно 2300 А. Проведем проверку на термическую стойкость. Найдем минимальное сечение, которое выдержит тепловой импульс на секции шин 6 кВ подстанции «Кушва»:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{36,41 \cdot 10^3}{90} = 404,33 \text{ мм}^2.$$

$$S_{\min} = 404,33 \text{ мм}^2 \leq S = 1200 \text{ мм}^2$$

Выбранные алюминиевые шины с сечением 120x10 прошли проверку и принимаются к установке на подстанции.

Частота собственных колебаний для выбранной шины составит:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,87 \cdot 10^{-8}}{2,7}} = 52,26 \text{ Гц}$$

где $J = \frac{h \cdot b^3}{12} = 0,87 \text{ см}^4 = 0,87 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ - искомый момент инерции; $E = 7 \cdot 10^{10}$ - модуль упругости материала шины, Па; $l = 1$ - длина пролета (расстояние между соседними изоляторами), м; $r_1 = 4,73$ - собственная частота шины; m - масса шины на единицу длины.

Так как расчетное значение собственной частоты колебаний шины менее 200 Гц - будет возникать механический резонанс. Для предотвращения необходимо изменить длину пролета:

$$l^2 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} ;$$

$$l = 0,5 \text{ м}$$

Проверяем шины на электродинамическую устойчивость - находим напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{uz}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 18970^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,3} = 2,59 \text{ МПа}$$

где a - расстояние между фазами; $l_{uz} = 0,5$ - длина пролета; $\kappa_{\phi} = 1$ - коэффициент формы; $\kappa_{расп} = 1$ - коэффициент, который находится от того как расположены проводники; $\lambda = 12$ - коэффициент, зависящий от условия закрепления шины; $W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ - момент сопротивления поперечного сечения шины,

Шины удовлетворяют условию механической прочности так как, $2,59 < 89 \text{ МПа}$.

4.8 Выбор изоляторов

Для установки шин на стороне 6 кВ необходимо выбрать опорный изолятор. Выберем изолятор марки ИОР-10-3,75, высота изолятора $H_{из} = 134$ мм,

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{18970^2}{0,3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 103,9 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{расч} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 3750 \cdot \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,05} = 1554 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 103,9 < F_{дон} = 1554 \text{ Н}$$

Выбранный опорный изолятор марки ИОР-10-3,75 прошел проверку и принимается к установке на подстанции.

Так же для того чтобы ввести шины внутрь ЗРУ, необходимо выбрать проходные изоляторы. выберем проходной изолятор марки ИПУ-10/2500

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, \quad I_{продол.раб.} = 2052 \leq I_{ном} = 2500 \text{ А}, \quad F_{разр} = 12,5 \text{ кН}.$$

Выполним проверку на электродинамическую стойкость:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{29110^2}{0,3} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 70,6 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 70,6 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

5 Релейная защита и автоматика подстанции

«Релейная защита (РЗ) силовых трансформаторов (СТ) и автотрансформаторов (АТ), далее объекта защиты, должна быть отстроена с учетом следующих режимов работы: многофазные замыкания в обмотках и на выводах объекта защиты; однофазные замыкания в обмотках и на выводах объекта защиты; витковые замыкания в обмотках объекта защиты; внешние КЗ; повышение напряжения на неповрежденных фазах объекта защиты (для СТ напряжением 110 кВ с режимом изолированной нейтрали); частичный пробой изоляции вводов объекта защиты с напряжением ≥ 500 кВ; перегрузка объекта защиты; понижение уровня масла в баке объекта защиты; «пожар» стали магнитопровода объекта защиты» [6].

«Для защиты СТ и АТ от повреждений и ненормальных режимов работы в соответствии с требованиями ПУЭ должны предусматриваться следующие типы РЗ: газовая защита с действием на сигнал и отключение, токовая отсечка или продольная дифференциальная защита, максимальная токовая защита (МТЗ) для, дистанционная защита на понижающих АТ, МТЗ с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение, МТЗ нулевой последовательности - если определено условиями дальнего резервирования» [9].

5.1 Расчет уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора

Исходными данными для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора марки ТДН 16000/110 установленного на подстанции «Кушва» являются следующие характеристики трансформатора: номинальная мощность силового трансформатора $S_{ном} = 16 \text{ МВА}$; номинальное напряжение на стороне ВН $U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$; номинальное напряжение на стороне НН $U_{НН} = 6 \text{ кВ}$.

Для расчета уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора необходимо учитывать наличие РПН. Для рассматриваемого силового трансформатора марки ТДН 16000/110/6 кВ, установленного на

подстанции «Кушва» количество ступеней регулирования $n=19$, а шаг регулирования напряжения $\Delta U=1,78$.

Так же для расчета уставок должны быть использованы данные расчета токов короткого замыкания полученные в разделе 3.

В разделе 4 был произведен выбор измерительных трансформаторов тока и определены их коэффициенты трансформации. Полученные коэффициенты используются в расчете релейной защиты силового трансформатора.

Введем значения максимальных погрешностей измерительных трансформаторов тока: $\varepsilon_{\max}=0,1$; $\varepsilon_{\min}=0,1$; $\varepsilon_{0,5}=0,1$; $\varepsilon_{\text{раб, макс}}=0,1$; $\varepsilon_{1,5}=0,1$,

Расчет уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора выполним в соответствии с СТО ДИВГ-055-2013. К установке на подстанции примем блоки микропроцессорной релейной защиты серии БМРЗ.

Для трансформатора определим значения номинальных токов для каждой из сторон (ВН и НН).

Для стороны ВН по формуле определим номинальный ток:

$$I_{\text{ном тр ВН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр ВН}}} = 80,327 \text{ A}$$

Для стороны НН по формуле (1.1) определим номинальный ток:

$$I_{\text{ном тр НН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр НН}}} = 1466 \text{ A},$$

где $I_{\text{ном тр}}$ - номинальный ток трансформатора соответствующей обмотки (ВН или НН), А; $S_{\text{ном тр}}$ - номинальная полная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{ном тр}}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки (ВН или НН соответственно), кВ.

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале определим для каждой стороны напряжения.

Определим значение расчетного максимального тока в измерительном канале для стороны ВН:

$$I_{\text{макс ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{K_{\text{макс ВН}}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 165 \text{ A},$$

Определим значение расчетного максимального тока в измерительном канале для стороны НН:

$$I_{\text{макс ПТН НН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{K_{\text{макс НН}}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 71,12 \text{ A}$$

где $k_{\text{пер}}=2$ – коэффициент переходного режима, учитывает наличие апериодической составляющей тока короткого замыкания; $I_{K_{\text{макс}}}$ - максимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, согласно расчетам пункта 3 ВКР, $K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока соответствующей стороны напряжения,

Выполним проверку платы преобразования тока в напряжение (ПТН) на условие обеспечения требуемой погрешности измерения тока в режиме нагрузки СТ для каждой стороны (ВН и НН).

Для стороны ВН:

$$\frac{I_{\text{ном тр ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 2,678$$

Для стороны НН

$$\frac{I_{\text{ном тр НН}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 4,888$$

Для стороны ВН и НН выбранные ПТН удовлетворяют условиям,

5.2 Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДТО)

Расчет ДТО необходимо начать с выбора уставки срабатывания исходя из условия отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора. Для расчетов принимаем уставку равной 4. Определим относительный расчётный ток небаланса:

$$U_{\text{рез}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = 16,02$$

Определим значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ\ расч} = (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\ макс\ НН\ прив}}{I_{номтр\ ВН}} = 5,34$$

где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2,5; k_a - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем равным 1; $I_{К\ макс\ НН\ прив}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ (в начальный момент времени КЗ), приведенная к стороне ВН; $\varepsilon_{макс}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К\ макс\ НН\ прив}$; $I_{К\ макс\ НН\ прив}$ - номинальный первичный ток стороны ВН; $U_{рег}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %; γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%,

Значение уставки ДТО:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБ\ расч} = 6,407$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,2;

5.3 Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением

5.3.1 Группа грубых уставок

5.3.1.1 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

Относительный расчетный ток небаланса $I_{ДЗТ\ нач}$:

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma) = 0,155$$

где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), примем равным 1;

максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5I_{\text{ном тр ВН}}$;

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{омс}2} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 0,233,$$

где $k_{\text{омс}2}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,5,

Уставку рекомендуется принимать не менее 0,3, поэтому примем $I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3$.

5.3.1.2 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Определим ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{\text{ТОРМ}2} = 1,5$,

$$I_{\text{ДЗТ}2} = k_{\text{омс}} \cdot 1,5 \cdot (k_{\text{нер}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рез}} + \gamma) = 0,738$$

где $k_{\text{нер}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2; $\varepsilon_{1,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5I_{\text{ном тр ВН}}$; $U'_{\text{рез}}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора,

Коэффициент торможения на втором участке рассчитаем по формуле:

$$K_{\text{ТОРМ}2} = \frac{I_{\text{ДЗТ}2} - I_{\text{ДЗТ нач}}}{1,5 - 0,5} = 0,438.$$

5.3.1.3 Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

Ток торможения, соответствующий максимальному значению ТКХ на стороне ВН:

$$I_{K \text{ торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{нер}2} \cdot \varepsilon_{\text{МАКС}}}{2} \right) \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС НН при в}}}{I_{\text{ном тр ВН}}} = 10,152$$

где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2,5;

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К\ торм} - I_{торм2}} = 0,655$$

5.3.2 Группа чувствительных уставок

5.3.2.1 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

Определим величину погрешности, которая обусловлена присутствием регулятора напряжения по выражению:

$$U'_{рег} = \frac{3\Delta U}{100\%} = 5,34.$$

Определим величину расчетного тока небаланса:

$$I'_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{рег} + \gamma) = 0,102$$

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ\ нач} = k_{отс2} \cdot I'_{НБ\ расч} = 0,153$$

Уставку ДЗТ рекомендуется принимать не меньше 0,3, примем $I'_{ДЗТ\ нач} = 0,3$.

5.3.2.2 Выбор уставки торможения второго участка характеристики

Найдем величину тока срабатывания ДЗТ, если ток торможения $I_{торм2} = 1,5$.

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рег} + k_{выр}) = 0,546$$

Тогда коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики дифзащиты:

$$K'_{ТОРМ2} = \frac{I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ\ нач}}{1,5 - 0,5} = 0,246.$$

5.3.2.3 Выбор коэффициента торможения третьего участка

Определим уставку $I'_{ДТО}$ для группы чувствительных уставок:

$$I'_{ДТО} = K_{ОТС} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К макс НН прив}}{I_{ном ТР ВН}} = 4,92.$$

Величина коэффициента торможения на третьем участке будет определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К торм} - I_{торм2}} = 0,506.$$

5.4 Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

Рассчитаем коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_{К мин НН прив} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{ном тр ВН} \cdot I_{ДЗТ нач}} = 27,824$$

где $I_{К мин НН прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН; $I_{ДЗТ нач}$ - ставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая равной 0,3.

Выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требуемому по ПУЭ коэффициенту чувствительности, равному 2.

5.5 Выбор уставок сигнализации небаланса

Рассчитаем относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ расч} = 1 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб макс} + U_{рег} + \gamma) = 0,31$$

где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1.

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ нач}} = 1,137$$

5.6 Выбор уставок блокировки ДЗТ при возникновении броска тока намагничивания

Уставка информационного признака блокировки $K_{ИБП}$ для блоков БМРЗ рекомендуется принять равной 1,5, а уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования для блоков типа БМРЗ рекомендуется принять равной $T_{ПБ} = 1$ с.

Сведем в таблицу 5.1 рассчитанные уставки предназначенные для ввода в блок БМРЗ для защиты СТ марки установленного на подстанции «Кушва».

Таблица 5.1 – Результаты расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора

№ п/п	Наименование и тип уставки БМРЗ	Значение для ввода в БМРЗ
1	2	3
1	Номинальный ток платы преобразования тока в напряжение (ПТН) на стороне ВН, А	2,5
2	Номинальный ток платы преобразования тока в напряжение (ПТН) на стороне НН, А	1
3	Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО), о,е,	6,407
4	Коэффициент сигнализации небаланса	1,137
5	Значение начального тока срабатывания ДЗТ, о,е,	0,3
6	Значение коэффициента торможения второго участка ДЗТ	0,438
7	Значение коэффициента торможения третьего участка ДЗТ	0,655
8	Уставка информационного признака блокировки	0,15

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
9	Уставка по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования	1
10	Значение начального тока срабатывания «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,3
11	Значение коэффициента торможения второго участка «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,246
12	Значение коэффициента торможения третьего участка «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,506

Последним этапом определения эффективности рассчитанных уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТДН 16000/110 принятого к установке на подстанции «Кушва» является построение характеристики срабатывания дифференциальной защиты трансформатора (рисунок 5.1).

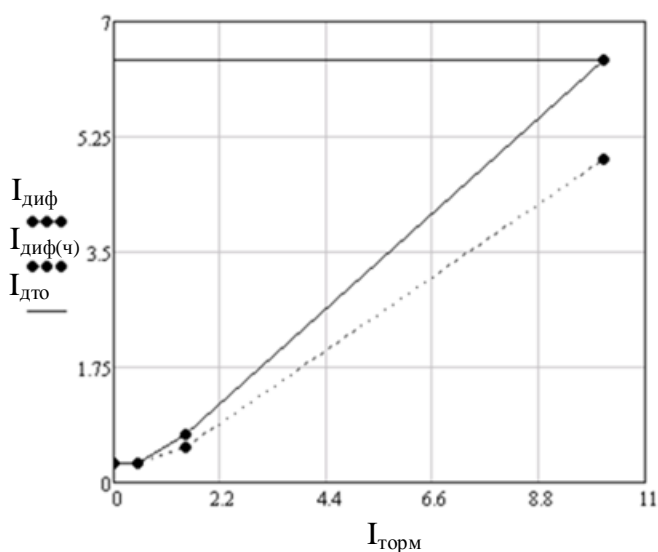


Рисунок 2 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора марки ТДН 16000/110

6 Выбор оперативного тока подстанции

Согласно действующим стандартам организации [12,13] на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях должна применяться система постоянного оперативного тока.

«Система оперативного постоянного тока (СОПТ) должна обеспечивать питание следующих электроприемников: устройств РЗА; устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами (без питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании); устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА; устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА; устройств нижнего и среднего уровня АСУ ТП; устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ; приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ» [12,13].

«Кроме того, система оперативного постоянного тока должна обеспечивать на подстанции резервное питание инверторов резервного питания АСУ ТП, светильников аварийного освещения помещений аккумуляторной батареи, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения» [12,13].

Типовая схема СОПТ для подстанции 110 кВ с двумя выключателями на стороне ВН представлена на рисунке 6.1.

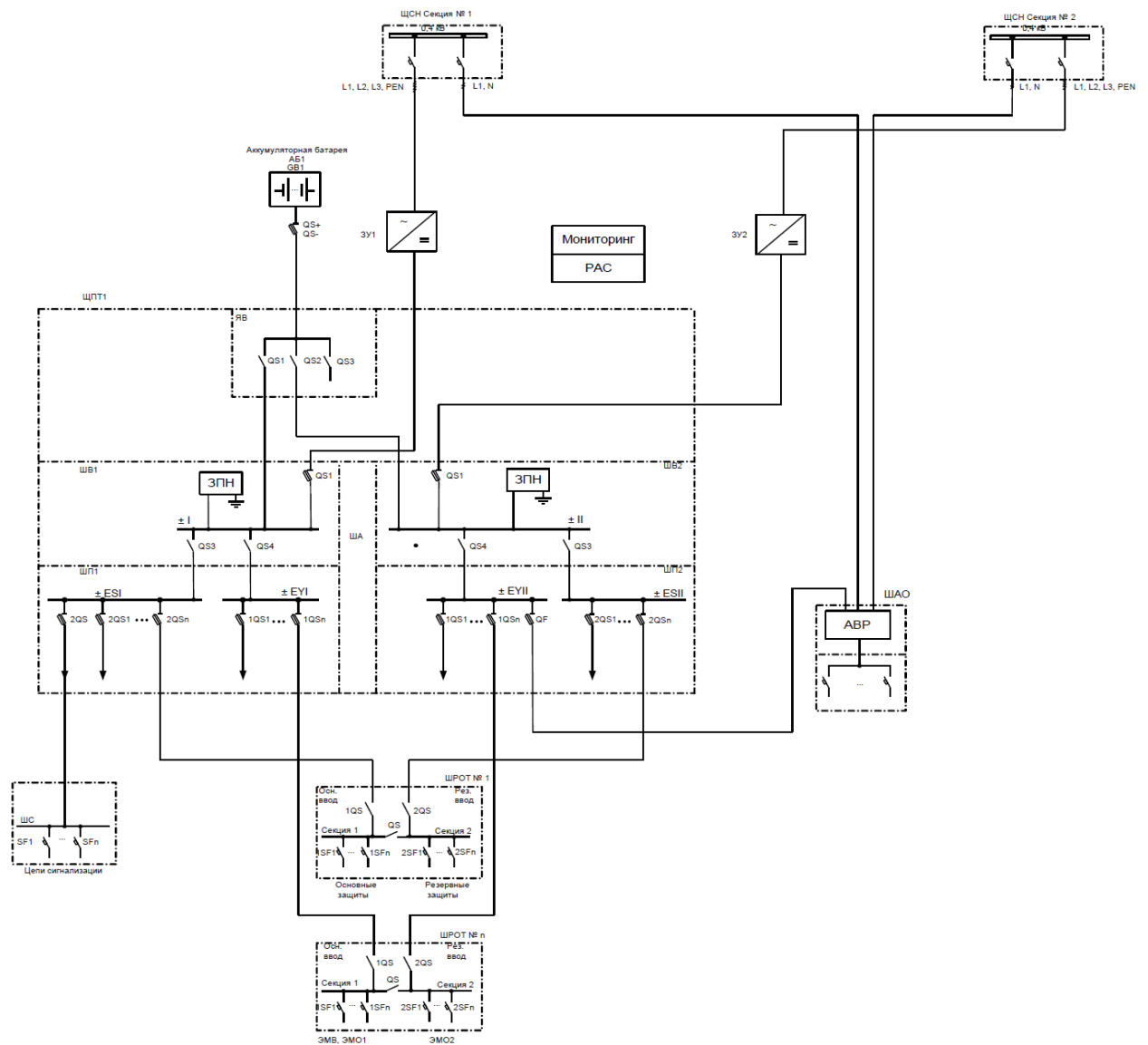


Рисунок 6.1 - Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин EY, ES и двумя ЗУ

7 Собственные нужды подстанции

Для определения мощности трансформаторов собственных нужд составим таблицу электроприемников относящихся к собственным нуждам подстанции «Кушва».

Таблица 7.1 – Электроприемники собственных нужд

Вид потребителя подстанции	Мощность, кВт
Устройство охлаждения СТ	12,0x2
Подогрев выключателя 110 кВ	2,8x3
Подогрев шкафов КРУН	1,0x10
Подогрев разъединителей и шкафов зажимов	0,6x8
Подогрев релейного шкафа	1,0x2
ОПУ	70,0x1
ЗРУ 6-10 кВ	7,0x2
Освещение ОРУ 110 кВ	3,0x1
Итого	136

Коэффициент загрузки ТСН примем 0,7. Тогда мощность на один трансформатор СН составит 95,34 кВА, следовательно, выбираем два трансформатора 2хТСН-100 кВА.

8 Расчет заземляющего устройства подстанции «Кушва»

Расчет заземления подстанции «Кушва» 110/6 кВ выполнен согласно методике, представленной в [17].

На рисунке 8.1 представлена расчетная схема заземляющего устройства, на которой показаны вертикальные и горизонтальные заземлители.

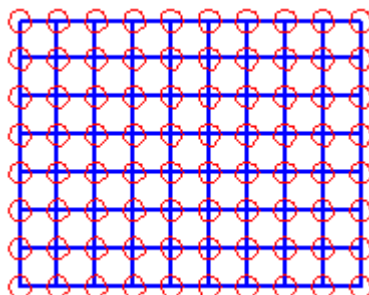


Рисунок 8.1 – Схема заземляющего устройства ОРУ 110 кВ

Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{\text{вс}}}, \quad (8.1)$$

где $\rho_{\text{вс}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м.

В результате получаем: $\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$.

Рассчитаем коэффициент напряжения прикосновения по формуле:

$$k_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_g}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (8.2)$$

где M – коэффициент однородности грунта;

L_g – длина горизонтальных заземлителей;

S – площадь заземляющего устройства;

Отсюда получаем: $k_n = \frac{1 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 540}{5\sqrt{45 \cdot 30}}\right)^{0,45}} = 0,26$.

Определим напряжение заземлителя по формуле:

$$U_3 = \frac{U_{\text{продон}}}{k_n}. \quad (8.3)$$

Отсюда получаем: $U_3 = \frac{400}{0,26} = 1538,46 \text{ В } (<10 \text{ кВ}).$

Допустимое сопротивление заземлителя определяется из выражения:

$$R_{\text{зодон}} = \frac{U_3}{I_3}. \quad (8.4)$$

Отсюда получаем: $R_{\text{зодон}} = \frac{1,54}{2,24} = 0,69 \text{ Ом}.$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (8.5)$$

Получаем: $m = \frac{540}{2\sqrt{45 \cdot 30}} - 1 = 6,35 = 6$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_2^1 = 2\sqrt{S} (m+1). \quad (8.6)$$

В результате получаем: $L_2^1 = 2\sqrt{45 \cdot 30} (6+1) = 514,39 \text{ м}.$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (8.7)$$

Отсюда получаем: $b = \frac{\sqrt{45 \cdot 30}}{6} = 6,12 \text{ м}.$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_6 = \frac{4\sqrt{S}}{a}. \quad (8.8)$$

Получаем: $n_6 = \frac{4\sqrt{45 \cdot 30}}{5} = 29,39 = 29 \text{ шт}.$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_6 = l_6 n_6. \quad (8.9)$$

В результате получаем: $L_6 = 5 \cdot 29 = 145 \text{ м}.$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{45 \cdot 30}} = 0,16. \quad (8.10)$$

Т.к. результат формулы 8.18 меньше 0,1, то

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{45 \cdot 30}} \right) = 0,35. \quad (8.11)$$

Отсюда рассчитаем общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}. \quad (8.12)$$

В результате расчета получаем: $R_3 = 0,35 \cdot \frac{84}{\sqrt{45 \cdot 30}} + \frac{84}{540 + 145} = 0,92$ Ом, что

больше $R_{3дон} = 0,69$ Ом.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_n I_3 R_3. \quad (8.13)$$

Отсюда получаем: $U_{np} = 0,26 \cdot 2240 \cdot 0,69 = 401,86$ В, что больше допустимого значения 400 В.

Необходимо принять меры для снижения U_{np} , путем использования естественных заземлителей. На подстанции установлены естественные заземлители системы трос-опоры линии 110 кВ общим сопротивлением 2 Ом, тогда необходимое сопротивление искусственного заземлителя определяется по формуле:

$$R_u = \frac{R_{3дон} \cdot R_e}{R_e - R_{3дон}}. \quad (8.14)$$

Отсюда получаем: $R_u = \frac{0,92 \cdot 2}{2 - 0,92} = 1,7$ Ом.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства контура подстанции удовлетворяет требования $R_3 < R_{иск}$.

Общее сопротивление заземляющего устройства подстанции с учетом естественных заземлителей:

$$R_3^1 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e + R_3}. \quad (8.15)$$

Отсюда получаем: $R_3^1 = \frac{0,69 \cdot 2}{2 + 0,69} = 0,51$ Ом.

Используя рассчитанное сопротивление, по формуле 8.13 получаем:

$$U_{np} = 0,26 \cdot 2240 \cdot 0,51 = 297,02 \text{ В.}$$

Полученный результат меньше допустимого значения 400 В.

9 Определение параметров системы молниезащиты подстанции

«Расчет молниезащиты подстанции включает в себя определение типа защиты, ее зоны, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год. Молниезащита по типу исполнения может быть выполнена как одностержневая, двухстержневая одинаковой или разной высоты, многократно стержневой, одиночной тросовой и многократно тросовой» [2].

Разделяют два типа зон защиты по степени надежности, зоны со степенью надежности $\geq 99,5\%$ и зоны со степенью надежности 95-99,5%. Для большинства объектов систем электроснабжения, к которым относятся понизительные подстанции, молниезащита может быть выполнена со степенью надежности 95-99,5%.

Выполним расчет параметров системы молниезащиты реконструируемой подстанции, Для выполнения расчета системы молниезащиты реконструируемой подстанции необходимо определить исходные данные, Исходными данными будут: высота наиболее высокого объекта расположенного на территории подстанции (оборудование на территории ОРУ) $h_x=5880$ м, габаритные размеры объекта (подстанции) - ширина $b=30$ м и длина $a=45$ м, Расстояние между ближними молниеотводами $l_1=20$ м и расстояние между удаленными молниеотводами $l_2=35$ м, Для подстанции заранее определим возможное местоположение молниеотводов и определим их высоту, так как от высоты молниеотводов будет различаться методика расчета зоны действия молниеприемников, Примем молниеприемники с высотой $h \leq 30$ м, согласно [1, 2].

Расположение молниеотводов определяется исходя из плана подстанции представленного на листе графической части выпускной квалификационной работы.

Исходя из расположения молниеотводов и расстояния между ними определим предельное расстояние между молниеотводами по выражению:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} \quad (9.1)$$

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{50^2 + 30^2} = 40,138 \text{ м.}$$

Так как ранее мы приняли, что высота молниеотводов $h \leq 30$ м условие защиты всей площади подстанции имеет вид:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a \quad (9.2)$$

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a$$

Из соотношения (2) определим значение параметра h_a – превышение высоты молниеотводов над высотой защищаемого объекта (h_x), Превышение высоты молниеотводов должно составлять:

$$8h_a \geq \frac{L}{8} \quad (9.3)$$

При этом получим, что высота молниеприемника (h), определяемая из выражения:

$$h = h_x + h_a, \quad (9.4)$$

будет равна:

$$h = h_x + h_a = 10,48 \text{ м,}$$

Определив расчетную величину высоты молниеприемника, определим согласно каталогам производителей, типовое значение высоты молниеприемника. При выборе высоты типового молниеприемника будем выбирать типовой молниеприемник с высотой больше чем расчетное значение, Для дальнейших расчетов параметров и зон молниезащиты примем $h = 10,48$ м и выполним проверку условия:

$$L = < 8 h_a, \quad (9.5)$$

$$40,13838562 < 40,13839,$$

Исходя из того, что условие выполняется, то данные молниеотводы полностью обеспечивают защиту всей площади рассматриваемой подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ).

Далее необходимо определить границы зон молниезащиты рассматриваемой подстанции. Так как на подстанции установлена система молниезащиты с многократными стержневыми молниеотводами, то построение

зоны молниезащиты выполняется путем построения зон попарно взятых соседних молниеотводов.

Определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а так же радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по выражениям:

$$h_0 = 0,92h, \quad (9.6)$$

$$h_0 = 0,92h = 9,648 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (9.7)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 6,7 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,5h, \quad (9.8)$$

$$r_0 = 1,5h = 15,7$$

Определим высоту средней части попарно взятых молниеотводов по выражениям:

для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h), \quad (9.9)$$

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 13,42 \text{ м},$$

для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h), \quad (9.10)$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 13,04 \text{ м},$$

Для выбранного типового молниеприемника ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (9.11)$$

$$r_c = r_0 = 1,5h = 15,73 \text{ м},$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников определяются по выражению:

для ближайших молниеприемников:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}, \quad (9.12)$$

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 9,32 \text{ м},$$

для удаленных молниеприемников:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}, \quad (9.13)$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 9,133 \text{ м},$$

Определив параметры зоны молниезащиты подстанции необходимо нанести их на план подстанции и определить попадание всего оборудования в зону защиты, Условный план подстанции с нанесенной расчетной зоной молниезащиты представлен на рисунке 1,

Теперь определим надежность системы защиты реконструируемой подстанции от ПУМ. Для этого найдем значение числа ударов молнии в подстанцию в год (N) по выражению:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10h) \cdot (b + 10h) \cdot 10^{-6}, \quad (9.14)$$

Так как для региона где расположена подстанция число грозových часов в году согласно ПУЭ [ПУЭ] составляет $n = 60$ часов в год, согласно формуле (14) число ударов молнии в подстанцию в год будет равно:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10h) \cdot (b + 10h) \cdot 10^{-6} = 0,02$$

Тогда для подстанции с установленной системой молниезащиты число отключений подстанции составит:

$$\gamma = N \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 9,62 \cdot 10^{-6} \quad (9.15)$$

где $\Psi_n = 10^{-3}$ – вероятность прорыва молнии сквозь зону молниезащиты; $\Psi_i = 0,68$ – вероятность перекрытия изоляции при ПУМ; $\Psi_g = 0,7$ - вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу,

По схеме молниезащиты представленной на рисунке один видно, что все оборудование и территория подстанции попадает в зону защиты молниеприемников с высотой $h = \text{м}$,

Тогда показатель грозоупорности подстанции составляет:

$$m = \frac{1}{\gamma}, \quad (9.16)$$

$$m = \frac{1}{\gamma} = 103842,9049 \text{ лет.}$$

Система молниезащиты подстанции обеспечивает требуемый уровень надежности от ударов молнии. На рисунке 9.1 показан план молниезащиты подстанции.

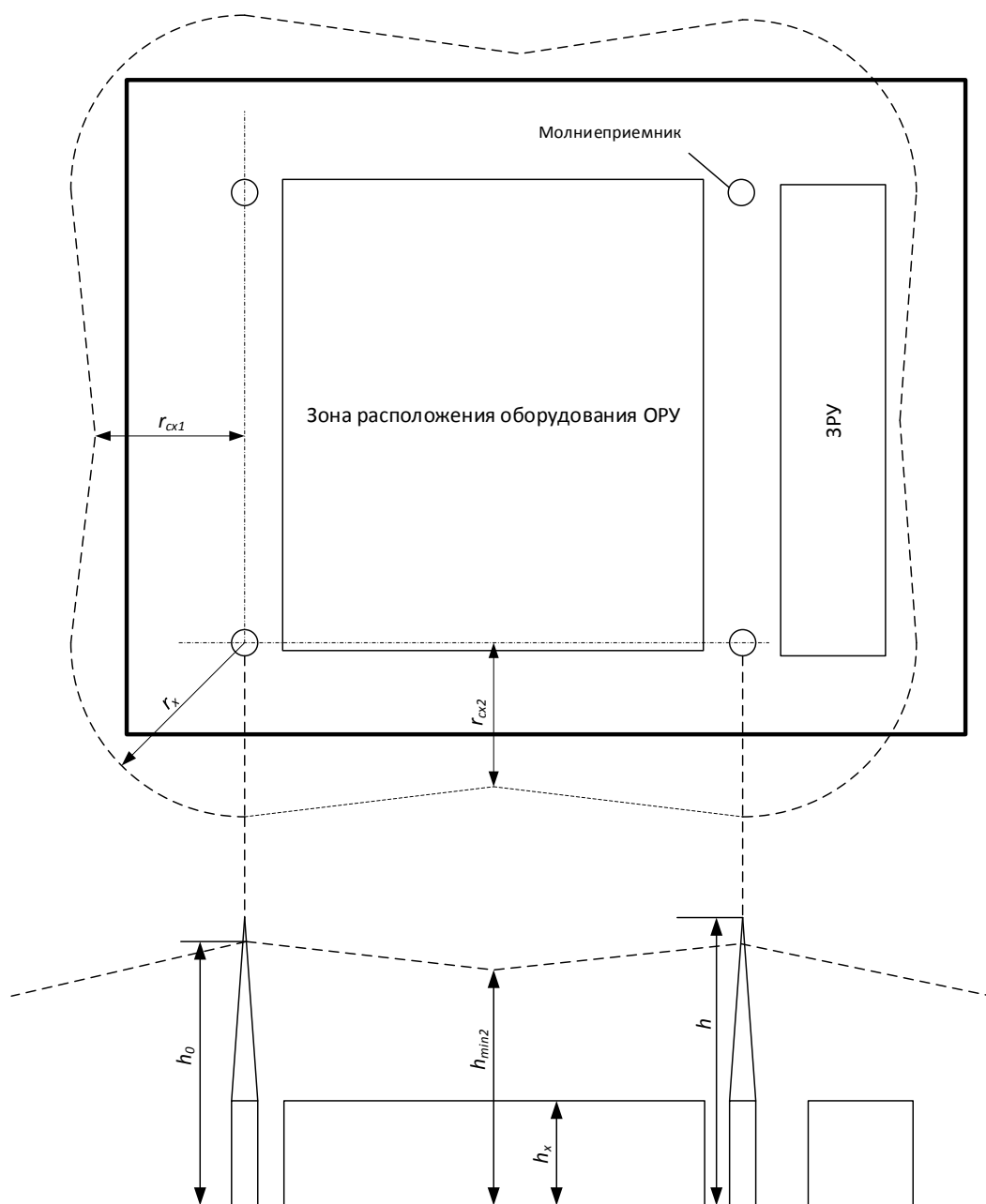


Рисунок 9.1 – Схема молниезащиты подстанции

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе бакалавра выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Кушва». При реконструкции подстанции выполнен перевод ее с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ. По результатам анализа оборудования подстанции, загрузки силовых трансформаторов, а также анализа схемы питаемого района принято решение о возможности перевода подстанции на напряжение 110 кВ. При этом сохраняется напряжение на стороне НН равное 6 кВ для электроснабжения потребителей.

На первом этапе проектирования был выполнен расчет электрических нагрузок подстанции исходя из замеров в характерные дни зимнего и летнего периодов. По полученным данным выполнен расчет максимальной мощности подстанции и определен период максимальной ее загрузки. Для подстанции «Кушва» максимальным периодом загрузки является летний период. По результатам для максимальной мощности подстанции построен упорядоченный годовой график нагрузки. Полученный график использован для проведения технико-экономического сравнения двух вариантов установки силового трансформатора. В технико-экономическом сравнении проведено сравнение двух трансформаторов ТДН 10000/110 и ТДН 16000/110. В итоге к установке принят силовой трансформатор марки ТДН 16000/110. Данный трансформатор имеет наименьшие значение приведенных затрат.

На втором этапе проектирования выполнен расчет токов короткого замыкания на подстанции «Кушва». Выполнен расчет не симметричных и симметричных токов короткого замыкания. По результатам расчетов составлена таблица и проведен анализ полученных значений токов. Анализ полученных значений показал, что выбор оборудования на стороне 110 и 6 кВ подстанции необходимо выполнить по величине трехфазного симметричного тока короткого замыкания, так как это значение оказалось наибольшим среди расчетных.

Далее был проведен выбор оборудования на стороне 110 кВ и на стороне 6 кВ. Выбраны высоковольтные элегазовые выключатели марки ВГТ-110, разъединители марки РНДЗ-110 с двумя и одним заземляющим ножами, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для соединения оборудования на ОРУ 110 кВ выбраны гибкие шины, выполненные сталеалюминевым проводом марки АС 95/16. Соединение выводов трансформатора, со стороны 6 кВ, с ЗРУ 6 кВ выполнено жесткими шинопроводами. Для прокладки шинопроводов на стороне 6 кВ выполнен выбор опорных и проходных изоляторов.

Для защиты оборудования подстанции выполнен расчет релейной защиты. Релейная защита выполнена на базе микропроцессорного блока БМРЗ. Данный блок реализует функции защиты силового трансформатора. В работе выполнен расчет уставок блока БМРЗ для защиты силового трансформатора.

Так же выполнен расчет системы молниезащиты подстанции, заземления подстанции. Молниезащита подстанции выполнена четырьмя молнеприемниками установленными на порталных опорах. Зона молниезащиты подстанции рассчитана по высоте наиболее высокого объекта - силового трансформатора. Определены мощности электроприемников собственных нужд подстанции «Кушва» 110/6 кВ и выбраны трансформаторы собственных нужд. В качестве трансформаторов собственных нужд выбраны два трансформатора марки ТМГ -100 6/0,4 кВ. Установка трансформаторов предусматривается снаружи, между силовым трансформатором и закрытым распределительным устройством.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Кушва» который отвечает всем современным требованиям и нормативным документам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: Издательство МЭИ, 2004. — 57 с.
2. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 124 с.
3. Копьев В.Н. Релейная защита. Проектирование: Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ. 2012. – 100 с.
4. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: КНОРУС, 2003. –168 с.
9. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.
10. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.
11. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.
12. Стандарт организации. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС Типовые проектные решения. Дата введения 01.06.2011. ОАО «ФСК ЕЭС» 2011. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf>

13. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Дата введения: 29.03.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010. [Online] http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf
14. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Дата введения 16.06.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf>
15. Стандарт организации. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Дата введения – 20.12.2007. ОАО «ФСК ЕЭС» 2007. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>
16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.
17. Степкина Ю.В, В.М. Салтыков Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
18. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
19. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

20. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.