

Аннотация

В представленной выпускной квалификационной работе выполнен один из вариантов реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Ува».

Для оптимального выбора инновационного и энергоэффективного электрооборудования объекта проектирования произведен комплексный анализ и обследование общих характеристик ПС 110/35/10кВ «Ува» с использованием открытых технико-экономическим данных компании собственника. По результатам проведенного анализа сформулированы задачи работы в соответствии с поставленной целью ВКР. Расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов позволил идентифицировать несоответствие мощности трансформаторов действительным уровням нагрузки, поэтому произведена их замена. По результатам технико-экономического сравнения произведен выбор силовых трансформаторов, оптимально удовлетворяющих установленному критерию минимальных затрат.

Расчет токов короткого замыкания на высокой, средней и низкой стороне ПС позволил выполнить выбор современного электрооборудования и произвести его проверку в соответствии установленными требованиями. Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок дифференциальной микропроцессорной защиты силового трансформатора.

Для защиты объекта от атмосферных перенапряжений, выбраны и рассчитаны точки установки, количество и высота молниеприемников.

Пояснительная записка ВКР состоит из 63 листов, 9 рисунков и 21 таблицы.

Графическая часть работы представлена на шести листах формата А1.

Abstract

The theme of this final thesis is the reconstruction of electrical equipment of 110/35/10 kV «Uva» substation. The work contains calculation of electrical loads including load for the previous period and load of the perspective connection; short-circuit currents; differential protection transformer based on Sirius-T3; substation earthing and lightning protection. Based on these calculations, a type and power of transformers, modern SF6 circuit breakers, disconnectors, current and voltage transformers, surge arresters with polymer insulation and current-carrying elements have been selected. The result of the reconstruction is the provision of safety and quality of electricity.

The following measures were taken to achieve the objectives:

- installation of a more powerful transformer;
- using SF6 circuit breakers;
- using modern disconnectors and other equipment with polymer insulation.

The graduation qualification work consists of an explanatory note on 67 pages, including 21 tables, the list of 27 references including 6 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 3 |
| 1 Характеристика объекта | 5 |
| 2 Выбор мощности и типа силового трансформатора | 8 |
| 2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции | 8 |
| 2.2 Выбор вариантов замены силовых трансформаторов..... | 11 |
| 3 Расчет токов короткого замыкания | 25 |
| 3.1 Расчет симметричных ТКЗ..... | 25 |
| 3.2 Расчет несимметричных ТКЗ..... | 29 |
| 4 Выбор электрических аппаратов для ПС «Ува» | 34 |
| 4.1 Выбор высоковольтных выключателей..... | 34 |
| 4.2 Выбор разъединителей | 39 |
| 4.3 Выбор трансформатора тока..... | 40 |
| 4.4 Выбор трансформатора напряжения..... | 47 |
| 4.5 Выбор ограничителей перенапряжения..... | 48 |
| 5 Расчет системы собственных нужд подстанции «Ува» | 49 |
| 6 Расчёт заземления подстанции «Ува»..... | 51 |
| 7 Молнезащита подстанции «Ува»..... | 55 |
| 8 Релейная защита подстанции | 56 |
| Заключение | 59 |
| Список используемых источников..... | 61 |

Введение

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) представляет собой сложную систему, включающую в себя различные элементы. Элементами единой электроэнергетической системы являются трансформаторные подстанции, электрические станции, линии связи. Каждый элемент единой электроэнергетической выполняет определенные функции.

Трансформаторные подстанции – это электроустановки служащие для преобразования и распределения электрической энергии. В состав трансформаторных подстанций входят распределительные устройства и преобразовательные трансформаторы. Распределительное устройство – это электроустановка предназначенная для приема и распределения электрической энергии. Силовые преобразовательные трансформаторы необходимы для преобразования электрической энергии одного класса напряжения в другой, поэтому трансформаторные подстанции могут выполняться повышающими – когда на подстанции установлены повышающие трансформаторы или понижающими – когда на подстанции установлены понижающие трансформаторы.

Кроме того, подстанции (ПС) могут играть определенную роль в ЕЭС, а место их установки и подключения в ЕЭС определяет тип подстанции. Поэтому подстанции могут быть концевыми (тупиковыми), на ответвлении, узловыми, проходными и т.д. Каждый тип ПС требует определенных схемных решений, в частности схем распределительных устройств.

Развитие ЕЭС России происходило поэтапно, поэтому основная часть подстанций строилась в одно и то же время. Основная часть ПС была построена в 50-60 годах 20 века. Согласно данным из ежегодных отчетов АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») в девяностые годы 20 века, наблюдался спад по потреблению электрической энергии и мощности в целом по всей энергосистеме России. Это было обусловлено спадом различных отраслей промышленности и сельского хозяйства. Такой спад в электропотреблении позволил электроэнергетической

отрасли не вести широкомасштабных реконструкций объектов электросетевого комплекса в том числе и подстанций. Согласно, тем же данным АО «СО ЕЭС», потребление в ЕЭС России достигло своих значений, начала 90-ых годов только к 2010-2012 годам.

Продолжающийся рост промышленности, сельского хозяйства и как следствие рост благосостояния населения влечет за собой увеличение электропотребления по всей ЕЭС России. Того запаса мощности, уже недостаточно, поэтому необходимо проводить комплексную реконструкцию и строительство новых объектов электросетевого комплекса и объектов генерации.

Тема выпускной квалификационной работы (ВКР) актуальна, так как направлена на разработку проекта реконструкции электрической части подстанции. При этом рассматривается вопрос не просто замены физически и морально устаревшего оборудования, но и увеличение мощности ПС.

Целью ВКР является – разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Ува»

Согласно поставленной цели в работе предлагается выполнить решение следующих задач:

- произвести анализ текущего состояния объекта;
- выполнить расчеты и произвести выбор электрооборудования подстанции;
- разработать систему защитных мер по предотвращению ненормальных режимов и аварийных ситуаций на подстанции.

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо использовать современные методики проектирования. Использовать только современные виды оборудования. При выборе оборудования основываться на нормативных документах ПАО «Россети». Учитывать климатическое исполнение оборудования и вопросы перспективного развития питаемого района. Так же принимать во внимание категории надежности электроснабжения отдельных потребителей.

1 Характеристика объекта

Электрическая подстанция 110/35/10 кВ «Ува» расположена в Удмуртской Республике, Увинский район, посёлок Ува. Подстанция была введена в эксплуатацию в 1989 году. Подстанция «Ува», является узловой подстанцией и осуществляет электроснабжение потребителей на напряжении 35 и 10 кВ. План расположения подстанции представлен на рисунке 1. Общая площадь территории подстанции составляет порядка 2400 м². На территории подстанции расположено открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ, ОРУ 35 кВ, а также закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ. На территории подстанции расположено здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ), где размещены оборудование релейной защиты и автоматики, а также оборудованные помещения для работы и отдыха выездного и ремонтного персонала.

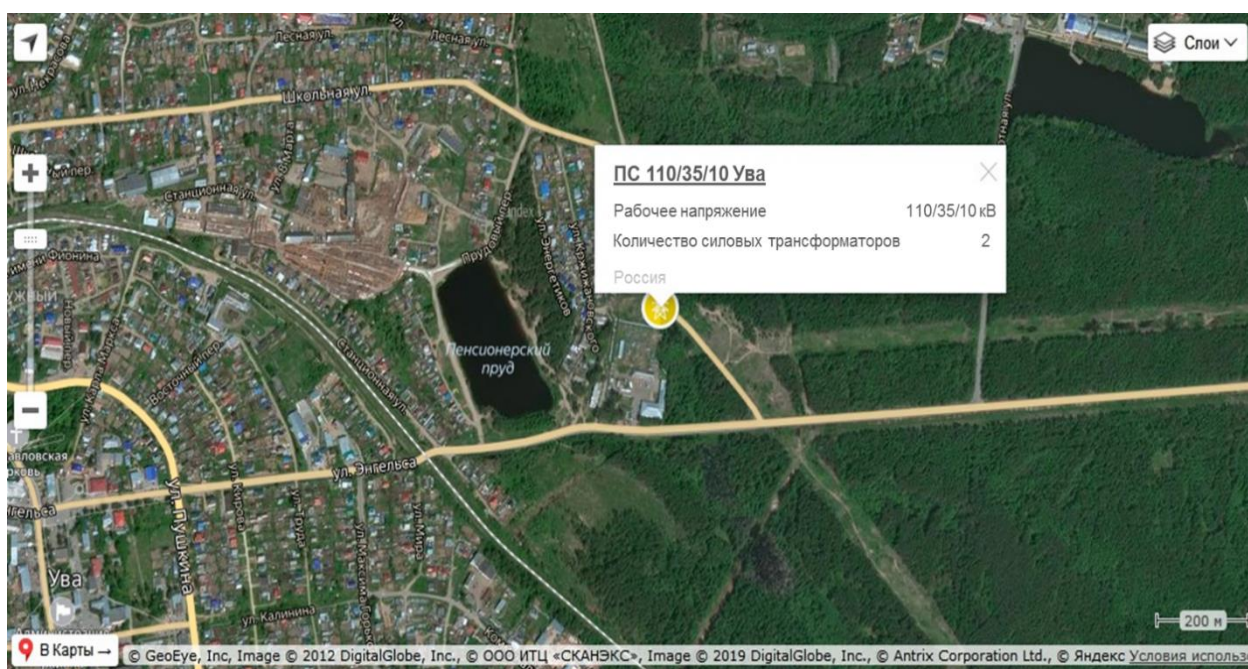


Рисунок 1 – План расположения электрической подстанции 110/35/10 кВ «Ува»

На данный момент эксплуатация подстанции (ПС) ведется с использованием двух силовых трансформаторов марки ТДТН-16000/110/35/6. Подстанция находится в ведении филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» филиал «Удмуртэнерго». Текущее присоединение новых потребителей к подстанции «Ува» 110/35/10 кВ закрыто. Это связано с загрузкой существующего оборудования и отсутствием свободной мощности для технологического присоединения. Согласно данным эксплуатирующей организации, текущая загрузка подстанции «Ува» составляет:

Для летнего максимума $S_{\max_{лето}} = 26,13$ МВА, а для зимнего максимума $S_{\max_{зима}} = 28,11$ МВА. Текущий коэффициент загрузки трансформаторов подстанции «Ува»:

Для летнего максимума:

$$k_{з_{лето}} = \frac{S_{\max_{лето}}}{S_T} = \frac{26,13}{2 \cdot 16} = 0,816 \approx 0,8. \quad (1)$$

Для зимнего максимума:

$$k_{з_{зима}} = \frac{S_{\max_{зима}}}{S_T} = \frac{28,11}{2 \cdot 16} = 0,878 \approx 0,9, \quad (2)$$

где S_T - значение номинальной мощности трансформатора (МВА), для объекта исследования данной ВКР $S_T = 16$ МВА.

Полученные значения коэффициента загрузки силового трансформатора показали, что максимальный коэффициент загрузки равен 0,9. В случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов коэффициент аварийной перегрузки будет:

$$k_{\text{аварийный}} = \frac{S_{\text{max зима}}}{S_T} = \frac{28,11}{16} = 1,75.$$

Такое значение коэффициента аварийной перегрузки превышает установленное значение 1,4. Поэтому требуется в проекте реконструкции подстанции рассмотреть возможность замены силовых трансформаторов, которая повлечет за собой замену коммутационной аппаратуры, измерительных трансформаторов и т.д.

Выводы по разделу 1.

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлена краткая характеристика объекта проектирования - электрическая подстанция 110/35/10 кВ «Ува». Согласно данным эксплуатирующей организации, произведен расчет текущей загрузки ПС «Ува» для летнего и зимнего максимумов. По результатам расчетов получено значение коэффициента загрузки силового трансформатора и коэффициента аварийной перегрузки, которые превышают установленные пределы, что является аргументом для проведения реконструкции ПС «Ува».

2 Выбор мощности и типа силового трансформатора

Для определения требуемой мощности силового трансформатора необходимо выполнить расчет и анализ годового графика загрузки подстанции, произвести сравнение двух вариантов с установкой трансформаторов различной мощности и принять к дальнейшему расчету наиболее рентабельный из них. Критерием оптимального выбора мощности силового трансформатора является минимум приведенных затрат.

2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции

Годовой график нагрузок подстанции, строится по полной мощности со стороны ВН. Построение годового графика выполнено согласно данным полученным от эксплуатирующей организации и представлено на рисунке 2.

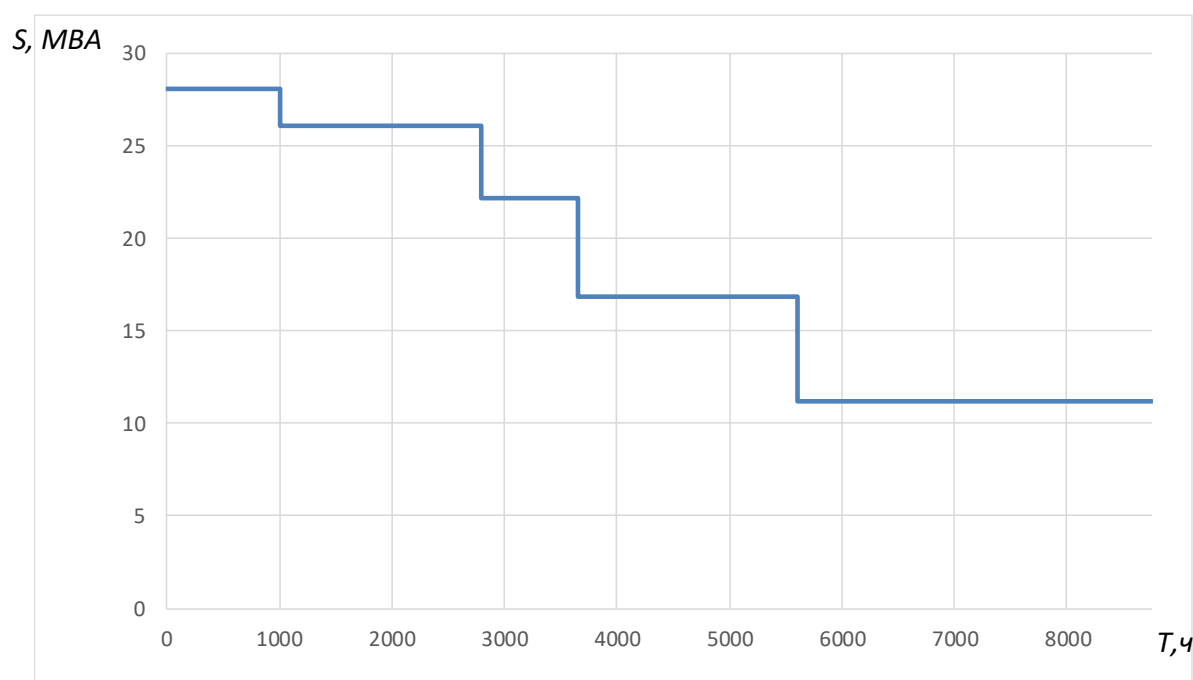


Рисунок 2 – Годовой график полной мощности подстанции

Кроме графика полной мощности, для проведения технико-экономического сравнения необходимо построить годовой график активной мощности подстанции.

При построении годового графика активной мощности, для каждой i -той ступени годового графика полной мощности подстанции производится пересчет по выражению:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \quad (3)$$

где S_i - полная мощность i -той ступени годового графика нагрузки;
 $\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

Так как на подстанции не известно фактическое значение коэффициента активной мощности, то согласно нормативным документам, для сетей 110 кВ, он должен составлять 0.93. Тогда используя выражение (3) построим годовой график активной мощности подстанции, представленный далее на рисунке 3.

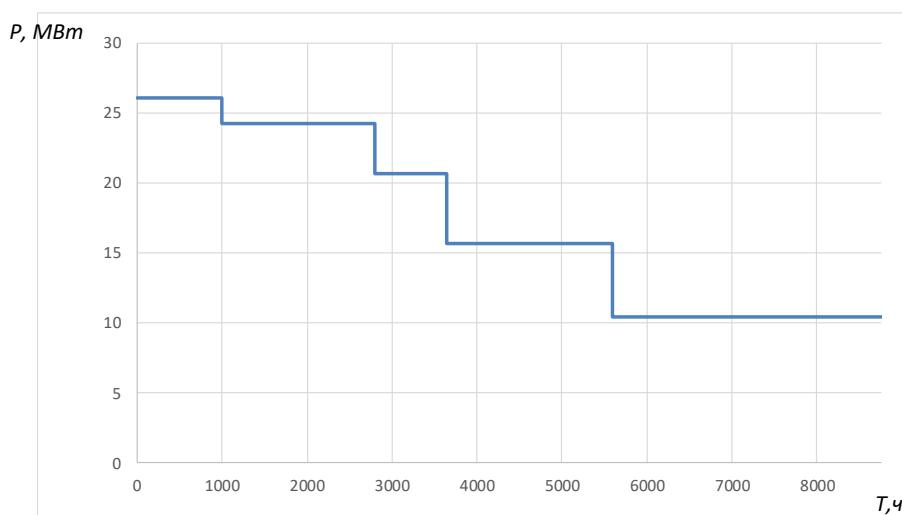


Рисунок 3 – Годовой график активной мощности подстанции

По годовому графику активной мощности определим годовое количество электрической энергии по подстанции. Для этого занесем значения каждой ступени годового графика активной мощности в таблицу 1.

Также в таблицу 1 внесем значения потребленной электрической энергии на каждой ступени подстанции и выполним сложение по выражению:

$$W_{ПС} = \sum W_n = \sum P_n \cdot t_n. \quad (4)$$

Таблица 1 – Расчет потребления электрической энергии по подстанции

| Длительность ступени годового графика нагрузки, ч | Активная мощность, МВт | Энергия, кВт·ч |
|--|------------------------|----------------|
| 1000 | 26,14 | 32677875 |
| 1800 | 24,30 | 20655765 |
| 1850 | 20,65 | 9706635,99 |
| 1950 | 15,69 | 18508748,4 |
| 3160 | 10,46 | 4182768 |
| $W_{ПС}$, суммарное годовое значение энергии, кВт·ч | | 85731792,39 |

На рисунке 4 представлен годовой график реактивной мощности подстанции.

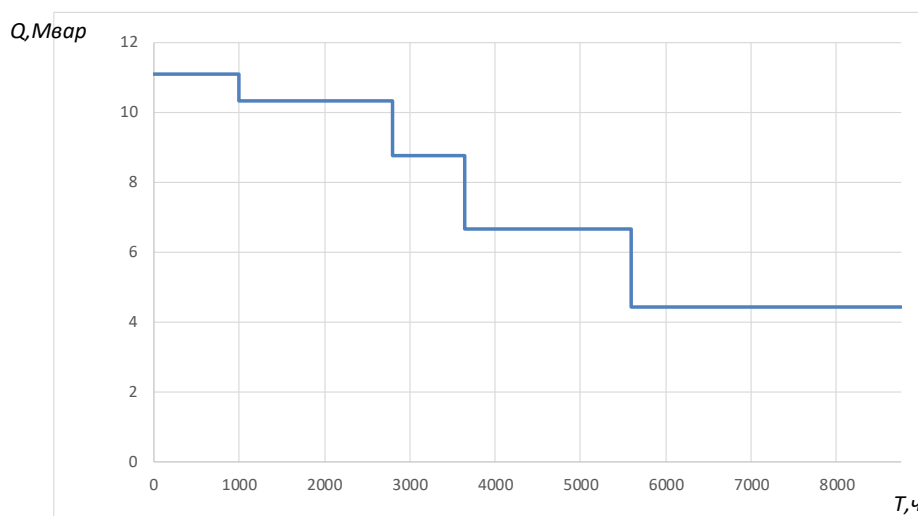


Рисунок 4 – Годовой график реактивной мощности

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}} = \frac{85731792,39}{26140} = 3280 \text{ (ч)}, \quad (5)$$

где P_{\max} - максимальное значение активной мощности, определяется по годовому графику активной мощности, для подстанции «Ува» значение $P_{\max} = 26,14 \text{ (MВт)} = 26140 \text{ (кВт)}$;

$W_{ПС}$ - значение энергии подстанции полученное по выражению (4)

$$W_{ПС} = 85731792,39 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции «Ува»:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{3280}{8760} = 0,37.$$

Представленные показатели, характеризующие графики загрузки ПС «Ува» по активной и реактивной мощности послужат основой для дальнейших расчетов по выбору количества и мощности силовых трансформаторов.

2.2 Выбор вариантов замены силовых трансформаторов

Для выбора варианта замены силового трансформатора воспользуемся выражением:

$$S_{номТ} \geq \frac{S_{\max}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{28,11}{1,4 \cdot (2-1)} = 20,07 \text{ (MVA)}, \quad (6)$$

где S_{\max} - максимальная полная мощность подстанции, равная 28,11 МВА;

$K_{пер}$ - коэффициент аварийной перегрузки, равный 1,4;

n - число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции.

Используя справочные данные и каталоги отечественных производителей выберем для сравнения два варианта силовых трансформаторов мощностью большей чем мощность $S_{номТ}$ полученная в выражении (6).

Для первого варианта выберем силовой трансформатор производства ООО «Тольяттинский трансформатор» марки ТДТН 25000/110/35/6 кВ. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Каталожные данные параметров силового трансформатора марки ТДТН 25000/110/35/6 кВ

| Номинальная мощность, кВА | Номинальное напряжение обмоток, кВ | | | Схема и группа соединения обмоток | Потери, кВт | | Напряжение короткого замыкания, % | | | Ток холостого хода, % |
|---------------------------|------------------------------------|------|-----|-----------------------------------|----------------|---------------------|-----------------------------------|-------|-------|-----------------------|
| | ВН | СН | НН | | холостого хода | короткого замыкания | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | |
| 25000 | 115 | 38,5 | 6,6 | Y11 /Y11 /D-0-11 | 21,0 | 130 | 10,5 | 17,5 | 6,5 | 0,31 |

Для второго (альтернативного) варианта выберем трансформатор большей мощности также производства ООО «Тольяттинский Трансформатор» марки ТДТН 40000/110/6 кВ. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные параметров силового трансформатора марки ТДТН 40000/110/35/6 кВ

| Номинальная мощность, кВА | Номинальное напряжение обмоток, кВ | | | Схема и группа соединения обмоток | Потери, кВт | | Напряжение короткого замыкания, % | | | Ток холостого хода, % |
|---------------------------|------------------------------------|------|-----|-----------------------------------|----------------|---------------------|-----------------------------------|-------|-------|-----------------------|
| | ВН | СН | НН | | холостого хода | короткого замыкания | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | |
| 40000 | 115 | 38,5 | 6,6 | Y11 /Y11 /D-0-11 | 30,0 | 200 | 10,5 | 17,5 | 6,5 | 0,23 |

Рассмотрим первый вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 25000/110.

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,31}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ кВАр}, \quad (7)$$

где $i_{xx}(\%)$ – величина параметра тока холостого хода (х.х.) силового трансформатора, %;

$S_{\text{ном.Т}}$ – величина параметра номинальной мощности силового трансформатора, МВА.

Величина потерь активной мощности силового трансформатора в режиме х.х. находится по выражению:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ИП}} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 75 = 24,75 \text{ кВт}, \quad (8)$$

где $k_{\text{ИП}}$ – значение величины коэффициента изменения потерь в силовом трансформаторе, $k_{\text{ИП}} = 0,05 \text{ кВт/кВАр}$.

Определим коэффициенты загрузки.

Для обмотки ВН:

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{28140}{25000} = 1,125. \quad (9)$$

Для обмотки СН:

$$k_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{16866}{25000} = 0,67. \quad (10)$$

Для обмотки НН:

$$k_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Г}} = \frac{20270}{25000} = 0,81, \quad (11)$$

где S_B, S_C, S_H – мощности подключенные к обмоткам ВН, СН и НН соответственно.

Потери активной мощности:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ кВт}, \quad (12)$$

где $P_{к.в}, P_{к.с}, P_{к.н}$ – потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток ВН, СН и НН соответственно.

Рассчитаем напряжение КЗ.

Для обмотки ВН:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}), \quad (13)$$
$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%}.$$

Для обмотки СН: (14)

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}),$$
$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%}.$$

Для обмотки НН:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}), \quad (15)$$
$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%}.$$

По выражению (14) для обмотки СН напряжение КЗ получилось отрицательным, поэтому примем его равным $U_{к.с} = 0 \%$.

Произведем расчет потерь реактивной мощности в режиме КЗ по выражению:

$$Q_{k.i} = \frac{U_{k.i}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} \quad (16)$$

По выражению (16) для обмотки ВН получим:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2686 \text{ кВАр.}$$

По выражению (16) для обмотки СН получим:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ кВАр.}$$

По выражению (16) для обмотки НН получим:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1688 \text{ кВАр.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме КЗ.

Для обмотки ВН:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ИП} \cdot Q_{к.в} = 65 + 0,05 \cdot 2686 = 199 \text{ кВт.} \quad (17)$$

Для обмотки СН:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{III} \cdot Q_{к.с} = 65 + 0,05 \cdot 0 = 65 \text{ кВт}. \quad (18)$$

Для обмотки НН:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{III} \cdot Q_{к.н} = 65 + 0,05 \cdot 1688 = 149 \text{ кВт}. \quad (19)$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_{3,в}^2 \cdot P'_{к,в} + k_{3,с}^2 \cdot P'_{к,с} + k_{3,н}^2 \cdot P'_{к,н}, \quad (20)$$

$$P'_T = 24,75 + 1,59^2 \cdot 199 + 0,78^2 \cdot 65 + 0,81^2 \cdot 149 = 665,2 \text{ кВт}.$$

Потери энергии для трехобмоточного трансформатора определяются по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,vi} + \sum \Delta W_{k,ci} + \sum \Delta W_{k,ni} = \quad (21)$$

$$\sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{к,в} \cdot k_{3,vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к,с} \cdot k_{3,ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к,н} \cdot k_{3,ni}^2 \cdot T_i,$$

где i – номер ступени в графике нагрузки ПС;

n_i – количество установленных силовых трансформаторов на ПС;

T_i – длительность i -ой ступени графика нагрузки ПС.

Расчеты по выражению (21) сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет потерь энергии при установке трансформатора ТДТН 25000/110

| Номер ступени годового графика нагрузок | Полная мощность ступени годового графика нагрузок | Полная мощность для обмотки СН | Полная мощность для обмотки НН | Кол-во силовых трансформаторов | Длительность ступени годового графика нагрузок | Потери энергии в режиме Х.Х. | Коэффициент загрузки для обмотки ВН | Коэффициент загрузки для обмотки СН | Коэффициент загрузки для обмотки НН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН |
|---|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|---|---|
| 1 | 28110 | 16866 | 11244 | 2 | 1000 | 49500 | 1,1244 | 0,67464 | 0,44976 | 125795,4 | 14792,02 | 15070,16 |
| 2 | 26130 | 15678 | 10452 | 2 | 1800 | 89100 | 1,0452 | 0,62712 | 0,41808 | 195656,5 | 23006,85 | 23439,46 |
| 3 | 22206,9 | 13324,14 | 8882,76 | 2 | 850 | 42075 | 0,888276 | 0,532966 | 0,35531 | 66732,57 | 7846,946 | 7994,495 |
| 4 | 21082,5 | 12649,5 | 8433 | 2 | 1950 | 96525 | 0,8433 | 0,50598 | 0,33732 | 137981,8 | 16225 | 16530,08 |
| 5 | 16866 | 10119,6 | 6746,4 | 2 | 3160 | 156420 | 0,67464 | 0,404784 | 0,269856 | 143104,8 | 16827,4 | 17143,82 |
| | | | | | 8760 | 277200 | | | | 669271,2 | 78698,22 | 80178,02 |
| | | | | | Итого | 1105347 | | | | | | |

Рассмотрим второй (альтернативный) вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 40000/110.

Так как оба варианта, и первый и второй (альтернативный) подразумевают установку трехобмоточных трансформаторов, то методика расчета для второго (альтернативного) варианта будет аналогична первому варианту, расчет выполним по выражениям (7)-(21).

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 92 \text{ кВАр},$$

где $i_{xx}(\%)$ – величина параметра тока х.х. силового трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$ – величина параметра номинальной мощности силового трансформатора, МВА.

Величина потерь активной мощности силового трансформатора в режиме х.х. находится по выражению (8) и составляют:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ИП} \cdot Q_x = 30 + 0,05 \cdot 92 = 34,6 \text{ кВт},$$

где $k_{ИП}$ - значение величины коэффициента изменения потерь в силовом трансформаторе, $k_{ИП} = 0,05$ кВт/кВАр.

Определим коэффициенты загрузки.

Для обмотки ВН:

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{28140}{40000} = 0,7.$$

Для обмотки СН:

$$k_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{16866}{40000} = 0,42.$$

Для обмотки НН:

$$k_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{20270}{40000} = 0,5,$$

где S_B, S_C, S_H – мощности подключенные к обмоткам ВН, СН и НН соответственно.

Потери активной мощности:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт},$$

где $P_{к.в}, P_{к.с}, P_{к.н}$ – потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток ВН, СН и НН соответственно.

Рассчитаем напряжение КЗ.

Для обмотки ВН:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}), \quad (22)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%}.$$

Для обмотки СН:

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}), \quad (23)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%}.$$

Для обмотки НН:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}), \quad (24)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

По выражению (23) для обмотки СН напряжение КЗ получилось отрицательным, поэтому примем его равным $U_{к.с} = 0 \%$.

Произведем расчет потерь реактивной мощности в режиме КЗ.

По выражению (16) для обмотки ВН получим:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ кВАр.}$$

По выражению (16) для обмотки СН получим:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ кВАр.}$$

По выражению (16) для обмотки НН получим:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ кВАр.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме КЗ.

Для обмотки ВН по выражению (17):

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ИП} \cdot Q_{к.в} = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт.}$$

Для обмотки СН по выражению (18):

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{ИП} \cdot Q_{к.с} = 100 + 0,05 \cdot 0 = 100 \text{ кВт.}$$

Для обмотки НН по выражению (19):

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{ИП} \cdot Q_{к.н} = 100 + 0,05 \cdot 2700 = 235 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе по выражению (20):

$$P'_T = 24,75 + 1,59^2 \cdot 199 + 0,78^2 \cdot 65 + 0,81^2 \cdot 149 = 665,2 \text{ кВт}.$$

Потери энергии для трехобмоточного трансформатора определяются по выражению (21), расчеты сведем в таблицу 5.

Выполним сравнение двух вариантов.

Для этого определим сколько стоит 1 кВт · ч электрической энергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \quad (25)$$

где $\alpha = 270$ – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт · ч установленной величины мощности;

$\beta = 0,9$ – дополнительная ставка для двухставочного тарифа при ненормированном потреблении за каждый 1 кВт · ч активной электроэнергии.

По формуле (26) найдем стоимость, которую составляют потери электроэнергии в течение года.

Для первого варианта с трансформатором ТДТН 25000/110

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1105347 \cdot 0,94 = 1039026,18 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (26)$$

Для второго варианта с трансформатором ТДТН 40000/110:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 898039 \cdot 0,94 = 844156,66 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость трансформатора марки ТДТН 25000/110 примем $K=25$ млн.руб., тогда годовые отчисления для подстанции.

С первым вариантом (ТДТН 25000/110) составят:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 25000000 = 2350000 \text{ руб.} \quad (27)$$

С первым вариантом (ТДТН 40000/110), при условии стоимости трансформатора $K=40$ млн.руб. составят:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 40000000 = 3760000 \text{ руб.}$$

Определим годовые эксплуатационные издержки по выражению:

$$I = I_o + I_{\text{э}} \quad (28)$$

Для первого варианта:

$$I = I_o + I_{\text{э}} = 2350000 + 1039026,18 = 3389026,18 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$I = I_o + I_{\text{э}} = 3760000 + 844156,66 = 4604156,66 \text{ руб.}$$

Таблица 5 – Расчет потерь энергии при установке трансформатора ТДТН 40000/110

| Номер ступени годового графика нагрузок | Полная мощность ступени годового графика нагрузок | Полная мощность для обмотки СН | Полная мощность для обмотки НН | Кол-во силовых трансформаторов | Длительность ступени годового графика нагрузок | Потери энергии в режиме XX | Коэффициент загрузки для обмотки ВН | Коэффициент загрузки для обмотки СН | Коэффициент загрузки для обмотки НН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН | Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН | |
|---|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|---|---|--|
| 1 | 28110 | 16866 | 11244 | 2 | 1000 | 69200 | 0,70275 | 0,42165 | 0,2811 | 77782,57 | 8889,436 | 9284,522 | |
| 2 | 26130 | 15678 | 10452 | 2 | 1800 | 124560 | 0,65325 | 0,39195 | 0,2613 | 120979,5 | 13826,23 | 14440,73 | |
| 3 | 22206,9 | 13324,2 | 8882,8 | 2 | 850 | 58820 | 0,555173 | 0,333104 | 0,222069 | 41262,48 | 4715,713 | 4925,3 | |
| 4 | 21082,5 | 12649,5 | 8433 | 2 | 1950 | 134940 | 0,527063 | 0,316238 | 0,210825 | 85317,75 | 9750,6 | 10183,96 | |
| 5 | 16866 | 10119,6 | 6746,4 | 2 | 3160 | 218672 | 0,42165 | 0,25299 | 0,16866 | 88485,45 | 10112,62 | 10562,07 | |
| | | | | | | 8760 | | | | 413827,8 | 47294,6 | 49396,59 | |
| | | | | | | Итого | 898039 | | | | | | |

Выполним расчет приведенных затрат по выражению

$$Z_{np} = E_n \cdot K + И, \quad (29)$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования, примем равным 0,15.

Для первого варианта:

$$Z_{np1} = 0,15 \cdot 25000000 + 3389023,18 = 7139023,18 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$Z_{np2} = 0,15 \cdot 40000000 + 4604156,66 = 10604156,66 \text{ руб.}$$

Критерием оптимальности выбора силового трансформатора является минимум приведенных затрат $Z_{np} \rightarrow \min$, поэтому сравним два варианта по приведенным затратам:

$$Z_{np1} < Z_{np2}.$$

Поэтому к установке на подстанции «Ува» примем первый вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 25000/110/35/6 кВ производства ООО «Тольяттинский Трансформатор».

Вывод по разделу 2.

По результатам проведенного анализа и числовых расчетов по выбору количества и мощности силовых трансформаторов для ПС «Ува» к установке был принят оптимальный с технико-экономической точки зрения вариант - два трансформатора марки ТДТН 25000/110/35/6кВ.

3 Расчет токов короткого замыкания

Для дальнейшего выбора и проверки кабелей, а также, коммутирующей аппаратуры, необходимо рассчитать токи короткого замыкания (ТКЗ) на высокой, средней и низкой стороне трансформаторов ПС «Ува». Для этого воспользуемся известной методикой [10] по расчету симметричных и несимметричных коротких замыканий.

Примем исходные для упрощения расчетов значение сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{\phi.c} = 1,0$ и базисную мощность $S_{\phi} = 1000 \text{ MVA}$.

3.1 Расчет симметричных ТКЗ

Составим расчетную схему (рисунок 5), и схему замещения (рисунок 6).

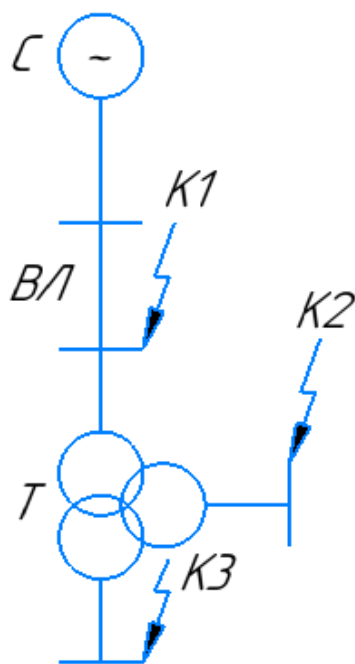


Рисунок 5 – Расчётная схема

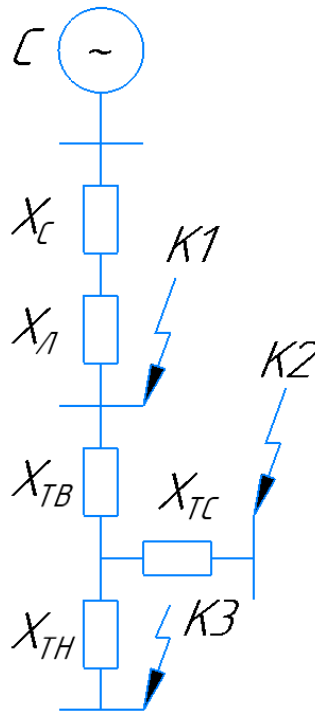


Рисунок 6 – Схема замещения

При расчете ТКЗ в системах напряжением выше 1000 В учитывают только индуктивные сопротивления элементов системы.

Определим сопротивление для системы:

$$x_{\sigma.c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,45. \quad (30)$$

Сопротивление обмотки ВН:

$$x_{\sigma.TB} = \frac{U_{kB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.T}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3. \quad (31)$$

Сопротивление обмотки СН:

$$x_{\delta.TC} = \frac{U_{кC\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0. \quad (32)$$

Сопротивление обмотки НН:

$$x_{\delta.H} = \frac{U_{кH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,5. \quad (33)$$

Сопротивление питающей линии:

$$x_{\delta.Л} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.H}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151. \quad (34)$$

Определим результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (35)$$

Базисный ток для точки К1:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}. \quad (36)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{1\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,601} \cdot 5,02 = 8,35 \text{ кА}. \quad (37)$$

Ударный ток на стороне 110 кВ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,35 \cdot 1,8 = 21,26 \text{ кА}, \quad (38)$$

где $k_{y\partial}=1,8$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 0 = 4,901. \quad (39)$$

Базисный ток для точки К2:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}. \quad (40)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.\delta.}''}{x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{4,901} \cdot 15,6 = 3,183 \text{ кА}. \quad (41)$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,183 \cdot 1,8 = 8,103 \text{ кА}, \quad (42)$$

где $k_{y\partial}=1,8$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{3\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (43)$$

Базисный ток для точки К3:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА.} \quad (44)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в точке К3:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = \frac{E''_{0.6.}}{x_{3\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{7,401} \cdot 55,05 = 7,44 \text{ кА.} \quad (45)$$

Ударный ток в точке К3:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 7,44 \cdot 1,8 = 18,94 \text{ кА,} \quad (46)$$

где $k_{\text{уд}}=1,8$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

3.2 Расчет несимметричных ТКЗ

Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

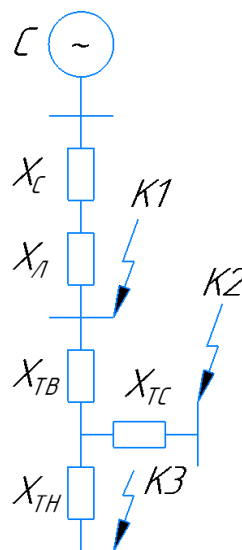


Рисунок 7 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

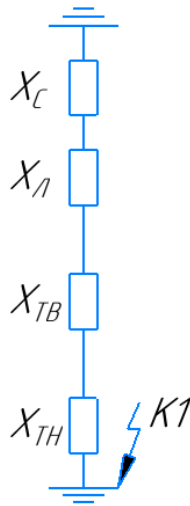


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

В соответствии с указанной выше методикой расчета ТКЗ необходимо определить сопротивление до выбранной точки К.З. К1 для составленных схем замещения, приведенных на рисунках 7, 8:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (47)$$

По формуле (48) найдем значение сопротивления нулевой последовательности для выбранной точки К.З. - К1:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l}) \cdot (x_{\sigma.TВ} + \frac{x_{\sigma.TС} \cdot x_{\sigma.TН}}{x_{\sigma.TС} + x_{\sigma.TН}})}{(x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l}) + (x_{\sigma.TВ} + \frac{x_{\sigma.TС} \cdot x_{\sigma.TН}}{x_{\sigma.TС} + x_{\sigma.TН}})}, \quad (48)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,45 + 0,151) \cdot (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})}{(0,45 + 0,151) + (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})} = 0,527.$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (49)$$

где m – нормируемый коэффициент, определяемый по табличным данным [2] и зависящий только от вида короткого замыкания.

По выражению (49) определим величину начальной действующей периодической составляющей однофазного ТКЗ:

$$I_{n.o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601 + 0,527} \cdot 5,02 = 8,71 \text{ кА.}$$

Для точки К.З. К1 произведем расчет двухфазного ТКЗ по выражению:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (50)$$

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601} \cdot 5,02 = 7,23 \text{ кА.}$$

Значение тока двухфазного КЗ на землю:

$$I_{n.o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}, \quad (51)$$

$$I_{n.o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + \frac{0,601 \cdot 0,527}{0,601 + 0,527}} \cdot 5,02 = 7,67 \text{ кА.}$$

Ударные ТКЗ по формуле (38):

Однофазное:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot 1,8 = 22,17 \text{ кА.}$$

Двухфазное:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,23 \cdot 1,8 = 18,4 \text{ кА.}$$

Двухфазное на землю:

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 1,8 = 19,525 \text{ кА.}$$

Произведем расчет результирующего сопротивления схемы до точки К.З. – К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 = 4,901. \quad (52)$$

По приведенному ранее выражению (50) рассчитаем ТКЗ для двухфазного К.З.:

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,901 + 4,901} \cdot 15,6 = 1,592 \text{ кА.}$$

Величину ударного ТКЗ найдем по выражению (38):

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot 1,92 = 4,32 \text{ кА,}$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент ТКЗ, определяемый по табличным данным [2, с. 33] и равный $k_{y\delta} = 1,92$.

Для точки КЗ выполним расчет только двухфазного короткого замыкания, так как на стороне НН схема соединения обмотки трансформатора «треугольник».

Результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (53)$$

По выражению (50) определим значение начального действующего значения периодической составляющей двухфазного ТКЗ:

$$I_{n.o.}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,401 + 7,401} \cdot 55,05 = 6,43 \text{ кА.}$$

По выражению (46) рассчитаем ударный ток КЗ:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,43 \cdot 1,92 = 17,46 \text{ кА.}$$

Полученные значения симметричных и несимметричных токов КЗ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов ТКЗ

| Точка К.З. | $I_{n.o.}^{(3)}$, кА | $i_{уд}^{(3)}$, кА | $I_{n.o.}^{(2)}$, кА | $i_{уд}^{(2)}$, кА | $I_{n.o.}^{(1)}$, кА | $i_{уд}^{(1)}$, кА | $I_{n.o.}^{(1.1)}$, кА | $i_{уд}^{(1.1)}$, кА |
|------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|----------------------------|--------------------------|
| К1 | 8,35 | 21,26 | 7,23 | 18,4 | 8,71 | 22,17 | 7,67 | 19,525 |
| К2 | 3,183 | 8,103 | 1,592 | 4,32 | - | - | - | - |
| К3 | 7,44 | 12,94 | 6,43 | 17,46 | - | - | - | - |

Полученные значения будем использовать при выборе оборудования подстанции «Ува».

Вывод по разделу 3.

В данном разделе ВКР произведен расчет токов КЗ на стороне 110, 35, 10кВ ПС «Ува». Полученные значения необходимы для дальнейших расчетов по выбору оборудования и устройств защиты.

4 Выбор электрических аппаратов для ПС «Ува»

4.1 Выбор выключателей

4.1.1 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 110 кВ

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,72 \text{ А.} \quad (54)$$

В соответствии с методикой по выбору высоковольтных аппаратов [11] выполним расчет теплового импульса тока К.З.:

$$B_k = I_{n.o}^{(1)2} \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a, \quad (55)$$

$$B_k = 8,71^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл.}$ – полное время отключения ТКЗ;

$t_{p.z.}$ – время работы релейной защиты присоединения [3].

Время действия апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,04 = 0,05. \quad (56)$$

Максимальное значение апериодической составляющей ТКЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 8,12 \text{ кА.} \quad (57)$$

По каталогам отечественных производителей выберем два варианта установки высоковольтных выключателей. Сравнение характеристик представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение характеристик расчетных вариантов выключателей

| Номинальные данные | Тип выключателя | |
|-----------------------------------|-------------------|-----------------|
| | ВБО-110-31,5/2000 | ВГТ-110-40/2000 |
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 126 | 126 |
| Номинальный ток, А | 2000 | 2000 |
| Номинальный ток отключения, кА | 31,5 | 40 |

Элегазовый выключатель марки ВГТ-СЭЩ 110 имеет большее значение номинального тока отключения при остальных равных характеристиках поэтому для стороны высокого напряжения принимаем к установке выключатель ВГТ СЭЩ 110-2000 [6].

Таблица 8 – Проверка соответствия расчетным данным высоковольтного выключателя марки ВГТ-СЭЩ 110

| Результаты расчетов | Данные из каталогов производителя |
|--|---|
| $U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 175,72 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{n,0}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$ |
| $i_{a,\tau} = 8,12 \text{ кА}$ | $i_{a,n} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{a,n} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,71 + 8,12 = 20,44 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + \frac{40}{100}) = 79,2 \text{ кА}$ |
| $I_{n,0}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с.}} = 40 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд.}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с.}} = 102 \text{ кА}$ |
| $B_k = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель типа ВГТ-СЭЩ 110 удовлетворяет расчетным параметрам и может быть применен на подстанции «Ува».

4.1.2 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 35 кВ

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора по выражению (54):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,14 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к токам КЗ определим по выражению (55):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a,$$
$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 0,090 + 0,14) = 0,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Время действия апериодической составляющей тока КЗ определим по выражению (56):

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,08 = 0,09.$$

Максимальное значение апериодической составляющей ТКЗ определим по выражению (57):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,14}} = 1,184 \text{ кА.}$$

По каталогам отечественных производителей выберем вариант установки высоковольтного выключателя марки ВВН-СЭЩ 35. Сравнение паспортных данных и расчетных значений предоставлено в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка соответствия расчетным данным высоковольтного выключателя марки ВВН-СЭЩ 35

| Результаты расчетов | Данные из каталогов производителя |
|---|--|
| $U_{\text{НОМ.сети}} = 35\text{кВ}$ | $U_{\text{НОМ.}} = 35\text{кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 546,14\text{ А}$ | $I_{\text{НОМ.}} = 1000\text{ А}$ |
| $I_{n,0}^{(2)} = 1,592\text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном.}} = 25\text{ кА}$ |
| $i_{a,\tau} = 1,184\text{ кА}$ | $i_{a,n} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{a,n} = (\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,01) \cdot 25 = 8,84\text{ кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,592 + 1,184 = 3,44\text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) = 35,61\text{ кА}$ |
| $I_{n,0}^{(2)} = 1,592\text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с.}} = 25\text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд.}}^{(1)} = 4,32\text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с.}} = 63\text{ кА}$ |
| $B_k = 0,836\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,2 = 125\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель марки ВВН-СЭЩ 35 удовлетворяет условиям выбора.

4.1.3 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 10 кВ

Для установки по низкой стороне принято проектное решение спроектировать комплектное распределительное устройство (КРУ) типа КРУ-СЭЩ-70-10 [4]. В состав названного КРУ входят следующие коммутационные аппараты, заложенные заводом изготовителем: высоковольтные выключатели 10кВ типа ВВУ-10, ВВМ – 10 и ВВЕ – 10. Далее необходимо произвести проверку номинальных данных указанных выключателей согласно расчетным данным работы.

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора по выражению (54):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 1926,8\text{ А.}$$

Термическая стойкость к ТКЗ по выражению (55):

$$B_K = 7,44^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Время действия апериодической составляющей тока КЗ определим по выражению (4.3):

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.} = 0,01 + 0,015 = 0,025.$$

Максимальное значение апериодической составляющей ТКЗ определим по выражению (56):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 7,44 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 0,882 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных параметров с паспортными характеристиками выключателя ВВУ-СЭЦ-10 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка соответствия расчетным данным высоковольтного выключателя марки ВВУ-СЭЦ 10-50/4000

| Результаты расчетов | Данные из каталогов производителя |
|---|---|
| $U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 1926,8 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.}} = 4000 \text{ А}$ |
| $I_{n,0}^{(3)} = 7,44 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном.}} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{a,\tau} = 0,882 \text{ кА}$ | $i_{a.n} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{a.n} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,44 + 0,882 = 11,4 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94 \text{ кА}$ |
| $I_{n,0}^{(3)} = 7,44 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с.}} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд.}}^{(3)} = 12,94 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с.}} = 50 \text{ кА}$ |
| $B_K = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель типа ВВУ-СЭЩ 10 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке в комплекте КРУ СЭЩ 70.

4.2 Выбор разъединителей

4.2.1 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Разъединитель выбирают исходя из следующих условий [6]:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;
- номинальный ток $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;
- электродинамическая стойкость;
- термическая стойкость.

Все параметры из выше указанных условий рассчитаны в предыдущих пунктах, поэтому сразу составляем таблицу для сравнения расчетных и каталожных данных.

На стороне 110 кВ из каталога производителя [7] выберем разъединитель наружной типа РГП-СЭЩ-1-110. Выполним его проверку, результаты сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка соответствия расчетным данным разъединителя марки РГП-СЭЩ-1-110

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|---|---|--|
| $U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{н}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном. дл.}} = 175,72 \text{ А}$ | $I_{\text{н.д}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ |
| $I_{\text{н.о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.о}}^{(1,1)} \leq I_{\text{пр.с}}$ | $I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}}^{(1,1)} \leq i_{\text{пр.с}}$ | $i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$ |
| $W_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2\text{с}$ | $W_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ | $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Разъединитель марки РГП СЭЩ, может быть установлен на подстанции «Ува». Согласно схеме ОРУ 110 кВ, на подстанции устанавливаются разъединители с одним заземляющим ножом РГП СЭЩ-1-1250 и с двумя заземляющими ножами РГП СЭЩ-2-1250.

4.2.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

На стороне 35 кВ по каталогу производителя [7] выбираем разъединитель наружной установки типа РГП-СЭЩ-1-35. Проверка возможности установки разъединителя представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка соответствия расчетным данным разъединителя марки РГП-СЭЩ-1-35/1000

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|---|---|--|
| $U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{н}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном. дл.}} = 546,14 \text{ А}$ | $I_{\text{н.д}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{н.о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.о}}^{(1,1)} \leq I_{\text{пр,с}}$ | $I_{\text{пр,с}} = 25 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}}^{(1,1)} \leq i_{\text{пр,с}}$ | $i_{\text{пр,с}} = 63 \text{ кА}$ |
| $В_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2\text{с}$ | $В_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$ | $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 25^2 \cdot 0,2 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

На подстанции устанавливаем разъединители РГП-СЭЩ-1-35/1000 (с одним заземляющим ножом) и разъединитель РГП-СЭЩ-2-35/1000 (с двумя заземляющими ножами).

4.3 Выбор трансформатора тока

Наличие ТТ обязательно, так как они преобразуют ток до его значений, безопасных для измерения. Еще одно предназначение ТТ это отделение приборов учета от высоковольтной сети. Номинальный ток трансформатора необходимо выбирать как можно ближе к рабочему току установки, так как, при большой разнице между токами, возникнет недогрузка первичной обмотки, что приведет к существенным погрешностям. Далее произведем выбор ТТ для классов напряжения 110, 35 и 10кВ ПС «Ува».

4.3.1 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Расчетные токи по следующему выражению:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (58)$$

Термическая стойкость токам КЗ:

$$B_k = I_{n.o}^{(1)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a. \quad (59)$$
$$B_k = 8,71^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,05) = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу производителя [9] выберем трансформатор тока типа ТОГФ–110–300/5 УХЛ1. Сравнение расчетных и паспортных параметров представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка соответствия расчетным данным трансформатора тока марки ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|--|---------------------------------------|--|
| $U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} = 125,5 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$ | $I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 22,17 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$ | $i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$ |
| $B_k = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 64^2 \cdot 3 = 12288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выбранный трансформатор тока типа ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке на подстанции «Ува».

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5

| Прибор | Название | Нагрузка на фазы, ВА | | |
|-----------|----------|----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | АМ-D-963 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Итого | - | 0,6 | 0,6 | 0,6 |

Выберем мощность трансформатора тока, для этого определим количество приборов, подключаемых к нем. Вторичная нагрузка выбранного ТТ представлена в таблице 14.

Выполним проверку выбранного ТТ на соответствие мощности его вторичной обмотки требуемой нагрузке сети:

Сопротивление приборов определяем по формулам:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом} \quad (60)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом}. \quad (61)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая присоединенными приборами, ВА;

I_2 – ток вторичной обмотки ТТ, А;

R_k – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – полное номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи, Ом [3].

Длину соединительных проводов примем равной 40 м в соответствии с методикой, подробно описанной в [3].

Сечение соединительных проводников рассчитаем по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,076} = 0,651 \text{ мм}^2. \quad (62)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, из которого выполнен стержень провода, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – так как, используются провода с медными жилами;

$l_{np} = l = 40 \text{ м}$ – расчетная длина провода.

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм^2 .

4.3.2 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

По формуле (54) найдем значение расчетных токов, результат расчета приведен ниже:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390,1 \text{ А}.$$

Термическая стойкость к токам КЗ по выражению (55):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a.$$

$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,14) = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу производителя [6] выберем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ–35–600/5. Выбор трансформатора тока представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ–35–600/5

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|--|---------------------------------------|---|
| $U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} = 390,1 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$ | $I_{\text{ном1}} = 600 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 4,32 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$ | $i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$ |
| $B_k = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–35–600/5 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке на подстанции «Ува».

Проверка по вторичной нагрузке:

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-600/5 приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-600/5

| Прибор | Тип | Нагрузка ВА, фазы | | |
|--|--------------------------|-------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | АМ-D-963 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Измеритель активной и реактивной мощности | Ц42303 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии | Меркурий 234 ART 01 P | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Итого | | 2,1 | 2,1 | 2,1 |

Определим сопротивление приборов по выражениям (60, 61):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом}.$$

Длину соединительных проводов примем равной 40 м в соответствии с методикой, подробно описанной в [3]. Сечение соединительных проводников рассчитаем по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2. \quad (63)$$

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм².

4.3.3 Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

По формуле (54) найдем значение расчетных токов, результат расчета приведен ниже:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к токам КЗ определим по выражению (55):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(3)2} \cdot t_{\text{п.з.}} + t_T + T_a \cdot \dots$$

$$B_k = 7,44^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 55,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу производителя [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 У2.

Выбор трансформатора тока, представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–2500/5

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|---|---------------------------------------|---|
| $U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} = 1376 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$ | $I_{\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 12,94 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$ | $i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$ |
| $B_k = 55,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке на подстанции «Ува».

Проверка по вторичной нагрузке:

Определим нагрузку выбранного трансформатора тока, для этого составим таблицу 18.

Определим сопротивление приборов по выражениям (60, 61):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом}.$$

Длину соединительных проводов примем равной 40 м в соответствии с методикой, подробно описанной в [3]. Сечение соединительных проводников рассчитаем по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2. \quad (64)$$

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм².

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5

| Прибор | Тип | Нагрузка ВА, фазы | | |
|--|--------------------------|-------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | АМ-D-963 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Измеритель активной и реактивной мощности | Ц42303 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии | Меркурий 234 ART 01 P | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Итого | | 2,1 | 2,1 | 2,1 |

Так как на стороне 10 кВ устанавливается такое же оборудование, как и на стороне 35 кВ, то расчетные значения будут одинаковыми и сечение проводов будет также $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

4.4 Выбор трансформатора напряжения

Для стороны 110 кВ установка трансформаторов напряжения (ТН) не требуется.

На стороне 35 кВ, по каталогу производителя [6], выберем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЦ–35 УХЛ1.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН типа ЗНОЛ-СЭЦ–35 УХЛ1

| Прибор | Название | Количество | Мощность прибора, ВА | Общая мощность, ВА |
|---|-----------------------|------------|----------------------|--------------------|
| Вольтметр | VD-963 | 1 | 6 | 6 |
| Измеритель активной и реактивной мощности | Ц42303 | 1 | 10 | 8 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 234 ART 01 P | 5 | 5 | 25 |
| Итого | - | - | - | 35 |

Так как в комплект оборудования КРУ-СЭЦ-70-10 входит трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ–10 [6], для выбора мощности ТН рассчитаем вторичную нагрузку, расчет сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН типа ЗНОЛ-СЭЦ–10

| Прибор | Тип | Число | Мощность S, ВА |
|------------------------------------|---------------------|-------|----------------|
| Вольтметр | СВ 3020-100 | 1 | 5 |
| Вольтметр (на каждую фазу) | СВ 3021-100 | 1 | 7,5 |
| Ваттметр | СР 3020-5 | 1 | 5 |
| Варметр | Ср 3020-5 | 1 | 5 |
| Счетчик активной/реактивно энергии | Меркурий 236 ART-02 | 5 | 25 |
| Итого | | | 47,5 |

Все трансформаторы напряжения удовлетворяют условию выбора.

4.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) используются на объектах электроэнергетики для защиты оборудования от перенапряжений. ОПН обычно имеют плоскую вольт-секундную характеристику и поэтому обеспечивают защиту на всех интервалах времени воздействия перенапряжений. Для установки на подстанции выберем ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной изоляцией.

На напряжение 110 кВ - ОПН-П-110/126-10-760;

На напряжение 35 кВ - ОПН-П-35/40,5-10-760;

Для напряжения 10 кВ - ОПН-П-10/12,6-5-250.

Вывод по разделу 4.

Данный раздел выпускной квалификационной работе посвящен выбору электрооборудования для ПС «Ува». По результатам выполненных расчетов произведен выбор современного, надежного и энергоэффективного оборудования, отвечающего всем требованиям и нормам проектирования. К установке приняты: по стороне 110кВ - элегазовый выключатель марки ВГТ-СЭЩ 110, разъединители с одним заземляющим ножом РГП СЭЩ-1-1250 и с двумя заземляющими ножами РГП СЭЩ-2-1250, трансформатор тока типа ТОГФ-110-300/5 УХЛ1, ОПН-П-110/126-10-760; для стороны 35кВ - выключатель марки ВВН-СЭЩ 35, разъединители РГП-СЭЩ-1-35/1000 (с одним заземляющим ножом) и разъединитель РГП-СЭЩ-2-35/1000 (с двумя заземляющими ножами), трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-600/5, трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; для стороны 10кВ - выключатель типа ВВУ-СЭЩ 10 в составе КРУ-10кВ, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

5 Расчет системы собственных нужд подстанции «Ува»

На подстанции, при распределении электрической энергии часть тратится на собственные нужды. К потребителям собственных нужд подстанции относятся оборудование обогрева и отопления, зарядно-подзарядные устройства, освещение подстанции и т.д. Для питания потребителей собственных нужд на подстанциях устанавливаются трансформаторы собственных нужд (ТСН). ТСН обычно подключаются к распределительным устройствам низкого напряжения. Для определения мощности трансформаторов собственных нужд необходимо определить мощность потребителей собственных нужд на подстанции. Для этого составим таблицу 21 куда внесем всех потребителей собственных нужд с их мощностью.

Таблица 21 – Ведомость нагрузок собственных нужд подстанции

| Потребитель | Мощность, кВт |
|------------------------------------|---------------|
| Охлаждение силового трансформатора | 6 |
| Подогрев выключателей и приводов | 5 |
| Отопление и освещение КРУН | 40 |
| Подогрев разъединителей | 6,4 |
| Подогрев релейного шкафа | 4 |
| Освещение ОРУ 110 | 6 |
| Вентиляция | 10 |
| Зарядно–подзарядная аппаратура | 15 |
| Маслохозяйство | 15 |
| Всего | 107,4 |

По величине активной мощности определим полную мощность системы собственных нужд:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{153,4}{0,9} = 170,48 \text{ кВА.} \quad (65)$$

На подстанции устанавливаем два ТСН, поэтому коэффициент загрузки не должен превышать 0,7. Исходя из этого определим мощность ТСН:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 170,48 \cdot 0,7 = 119,3 \text{ кВА.} \quad (66)$$

По каталогам производителей выбираем два трансформатора собственных нужд марки ТМГ 160/10/0,4 кВ.

Выбранный трансформатор собственных нужд серии ТМГ 160/10/0,4 кВ предназначен для эксплуатации в электрических сетях класса напряжения 10кВ и 0,4кВ, служит для понижения напряжения 10кВ до уровня потребления класса 0,4кВ. Регулирование напряжение осуществляется со снятым с трансформатора напряжением в установленных пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ с использованием устройства ПБВ. Расшифровка буквенной аббревиатуры трансформатора ТМГ:

- «Т» - трехфазный;
- «М» - естественная циркуляция масла и воздуха;
- «Г» - герметичное исполнение с радиаторным баком.

Выводы по разделу 5.

В данном разделе произведен выбор силового трансформатора типа ТМГ 160/10/0,4 кВ для питания потребителей собственных нужд ПС «Ува».

6 Расчёт заземления подстанции «Ува»

Для обеспечения эффективной и безопасной работы оперативного и ремонтного персонала в электроустановках необходимо произвести ряд мероприятий по сооружению заземляющих устройств и по заземлению металлических частей электрооборудования. В качестве материала и вида заземлителя используются стальные трубы длиной от 1,5 до 4 метров (диаметром 25-50 мм), возможно использование металлических стержней или полос. Для того чтобы сопротивление заземлителя необходимого значения, используют совокупность нескольких труб, которые соединяются и забиваются в землю на не менее, чем 2-3 метра друг от друга. Все требования по выбору заземляющего устройства основаны на документацию – «Правила устройства электроустановок в седьмой редакции; раздел 1.7» [12].

На подстанции «Ува» 110/35/10 кВ в грунт заложен супесок, сопротивление которого имеет следующее значение $\rho_{гр} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Составим план заземления подстанции представленный на рисунке 9.

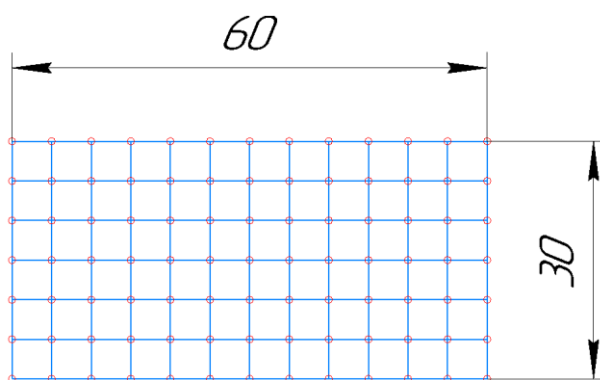


Рисунок 9 – План заземления подстанции «Ува»

Произведем расчет допустимого напряжения прикосновения по [3, с. 98].

$$\text{Т.к. } \tau = t_{p.з} + t_{o.б} = 0,1 + 0,055 = 0,065 \text{ с, то } U_{np.дон} = 500 \text{ В.}$$

Определим напряжение на заземляющем устройстве:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\sigma}on.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,122} = 4098 \text{ В.}, \quad (67)$$

где k_{II} – коэффициент напряжения прикосновения [3].

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\frac{l_B L_G}{a\sqrt{S}}} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\frac{5 \cdot 810}{5 \cdot \sqrt{1800}}} = 0,122, \quad (68)$$

где l_B – длина вертикального заземлителя, м;

L_G – длина горизонтальных заземлителей, м;

S – площадь заземляющего контура подстанции, м²;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 в соответствии с [3];

β – коэффициент сопротивления человека [3].

Коэффициент β :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 90} = 0,9. \quad (69)$$

При расчете принималось, что: $R_q = 1000 \text{ Ом}$, а удельное поверхностное сопротивление грунта $\rho_{s.c} = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Т.к. напряжения на заземляемом устройстве получилось меньше 10 кВ, то рассчитаем сопротивление заземлителя по следующей формуле:

$$R_{3.\dot{\sigma}on} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{4098}{8710} = 0,47 \text{ Ом}, \quad (70)$$

где I_3 – ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

Рассчитаем общее сопротивление сложного заземлителя, Ом [3]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B}. \quad (71)$$

Рассчитаем количество ячеек по контуру заземления:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{810}{2 \cdot \sqrt{1800}} - 1 = 8,5. \quad (72)$$

Округлим количество ячеек до $m=9$.

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L_T = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1800} \cdot (9 + 1) = 850 \text{ м}. \quad (73)$$

Определим расчетную длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1800}}{9} = 4,71 \text{ м}. \quad (74)$$

Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1800} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 33,9. \quad (75)$$

Принимаем, что $n_B=34$.

Рассчитаем общую длину вертикальных заземляющих устройств:

$$L_{B\Sigma} = l_e n_e = 5 \cdot 34 = 170 \text{ м.} \quad (76)$$

Рассчитаем относительную глубину вертикальных электродов для погружения [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,129 > 0,1. \quad (77)$$

Значит:

$$A = (H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) = 0,129 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,097. \quad (78)$$

Далее, по формуле (71), рассчитаем сопротивление общего сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,097 \cdot \frac{90}{\sqrt{1800}} + \frac{90}{810 + 170} = 0,215 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления получилось меньше, чем $R_{3,\text{дон}}$, поэтому переходим к расчету напряжения прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} I_3 R_3 = 0,122 \cdot 8710 \cdot 0,215 = 228,46 \text{ В.} \quad (79)$$

Рассчитанное значение напряжения получилось меньше предельно допустимого значения $U_{\text{пр.дон}} = 500 \text{ В}$, из чего следует, что расчет заземляющего устройства выполнен.

Вывод по разделу 6.

Произведен расчет заземления подстанции «Ува».

7 Молниезащита подстанции «Ува»

Выполним расчет молниезащиты с условием надежности 0,99.
Определим высоту молниеприемников:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (80)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h. \quad (81)$$

Установку молниеприемников выполним отдельно стоящими молниеприемниками с общей высотой 15 м, высоту защищаемого объекта примем $h_x = 6$ м, тогда выражениям (80, 81):

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м},$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м}.$$

Рассчитаем радиус защиты:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{12 \cdot 12 - 6}{12} = 11,5 \text{ м}, \quad (82)$$

где h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте сооружения, м [3].

Молниезащиту подстанции выполним молниеотводами типа СМ-15 высотой 15 м.

Защищаемый радиус, для открытых распределительных устройств на 110-35 кВ, при высоте защищаемого оборудования 6 м, составит $r_0 = 12$ м, $r_x = 11,5$ м, так что к установке примем 8 молниеотводов по периметру.

Вывод: произвели расчет молниезащиты подстанции «Ува».

8 Релейная защита подстанции

Для защиты силового трансформатора от повреждений, выполним расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, которая является основной и всегда обязательно устанавливается на силовых трансформаторах.

Рассчитаем первичное значение тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{пер.ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}, \quad (83)$$

$$I_{пер.ном.СН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ А}, \quad (84)$$

$$I_{пер.ном.НН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2291 \text{ А}. \quad (85)$$

Далее произведем расчет вторичного значения тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{втор.ном.ВН} = \frac{I_{перв.ном.ВН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{125,5 \cdot 1}{60} = 2,09 \text{ А}, \quad (86)$$

$$I_{втор.ном.СН} = \frac{I_{перв.ном.СН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{390 \cdot 1}{120} = 3,25 \text{ А}, \quad (87)$$

$$I_{втор.ном.НН} = \frac{I_{перв.ном.НН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{2291 \cdot \sqrt{3}}{800} = 4,86 \text{ А}. \quad (88)$$

Полученные значения вторичных токов $I_{втор.ном.}$ являются базисными значениями и будут задаваться при помощи соответствующих уставок: $I_{баз.ВН}$, $I_{баз.СН}$, $I_{баз.НН}$.

Значения полученные по выражениям (86)-(88) должны попасть в допустимый диапазон выравнивания, который задается номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в

диапазон 1,01 – 10,00 А. [12]. Полученные значения удовлетворяют заданному интервалу.

Определим ток небаланса:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз}} \quad (89)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{сквоз}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз}}$$

Для дальнейших расчетов отношение $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$, примем равным 0,3.

Рассчитаем значение коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77. \quad (90)$$

Рассчитаем коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\% = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\%. \quad (91)$$

Выполним округление расчетной величины коэффициента торможения до ближайшего целого значения 68 %.

Произведем расчет первой точки излома и осуществим выбор второй:

$$\frac{I_{\text{Т1}}}{I_{\text{Н}}} = \frac{I_{\text{Д1}} / I_{\text{Н}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (92)$$

Для второй точки излома рекомендуется значение в диапазоне от 1 до 2, поэтому примем уставку равной $I_{\text{м2}}/I_{\text{баз}} = 1,5$.

Далее выберем уставку по блокировки второй гармоник $I_{\text{д2}}/I_{\text{д21}}$, значение которой рекомендуется принимать 15%. Таким образом величину

отношения I_{d2}/I_{d1} примем 0,15. Уставка необходима для блокировки защиты при броске тока намагничивания при включении силового трансформатора.

Произведем расчет тока небаланса, возникающего при внешнем КЗ:

$$I_{неб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{дооб}) \cdot I_{кз.внеш} = 4,34, \quad (93)$$

$$I_{кз.вн. \max BH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. BH}} = \frac{8350}{125,5} = 66,53 \text{ A}, \quad (94)$$

$$I_{кз.вн. \max CH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. CH}} = \frac{3183}{390} = 8,16 \text{ A}, \quad (95)$$

$$I_{кз.вн. \max HH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. HH}} = \frac{7430}{1374,6} = 5,4 \text{ A}. \quad (96)$$

Определим отношение тока дифференциального и номинального:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max}, \quad (97)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

На стороне 35 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,1 = 6,8. \quad (98)$$

На стороне 10 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,4 = 4,54. \quad (99)$$

Учитывая проведенные расчеты, выбираем уставку диф.отсечки $I_{диф}/I_H = 7$.

Вывод: рассчитаны уставки дифференциальной защиты трансформатора.

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 «Ува».

Текущая нагрузка подстанции не обеспечивает возможности подключения новых потребителей и в случае возникновения аварийной ситуации на подстанции, один из трансформаторов может оказаться перегруженным выше максимально допустимой перегрузки. Поэтому на подстанции предложено выполнить замену силовых трансформаторов на более мощные. Для выбора оптимального варианта установки силового трансформатора было проведено сравнение трансформатора типа ТДТН 40 МВА и ТДТН 25 МВА. Техничко-экономический расчет показал, что трансформатор типа ТДТН 25000/110/35/10 является оптимальным по величине минимума приведенных затрат и был принят к установке.

Схема ОРУ 110 кВ была сохранена, как и до реконструкции как 110-4Н, Схема подстанции не изменилась, так как роль подстанции в энергосистеме осталась прежней. Данная схема применяется для тупиковых подстанций, на которых отсутствует транзит мощности по стороне 110 кВ. На стороне 35 кВ использована схема с одной секционированной выключателем системой шин. Для распределительного устройства 10 кВ применена аналогичная схема.

В соответствии со схемой в ВКР выбрано оборудование для стороны напряжением 110 кВ: выключатели типа ВГТ-СЭЩ 110, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-110/1250, РГП-СЭЩ-2-110/1250, трансформаторы тока марки ТОГФ-110-300/5.

Для средней стороны напряжением 35 кВ выбрано оборудование: выключатели типа ВВН-СЭЩ 35, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-35/1000, РГП-СЭЩ-2-35/1000, трансформаторы тока модели ТОЛ-СЭЩ-35-600/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35.

Для низкой стороны напряжением 10 кВ выбрана ячейка комплектного распределительного устройства КРУ-70-10 производства «Самарский

Электроцит». По каталогу производителя, из предложенных выключателей выбран вакуумный выключатель марки ВВУ-СЭЦ-10-50/4000, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10-4000/5, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10.

Выполнен расчет мощности системы собственных нужд и выбраны трансформаторы собственных нужд в количестве двух штук марки ТМГ 160/10/0,4 кВ. Все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания, которые также были рассчитаны в ВКР.

Выполнен расчет системы заземления подстанции «Ува» и рассчитана требуемая высота и количество молниеприемников на подстанции необходимых для защиты территории от прямых ударов молнии.

На подстанции «Ува» используется постоянный оперативный ток, потому что использованы микропроцессорные блоки релейной защиты. В ВКР выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора.

В результате выполнения ВКР разработан проект реконструкции электрической части подстанции «Ува» 110/35/10 кВ удовлетворяющий требованиям надежности электроснабжения потребителей. Проект реконструкции выполнен согласно действующим нормативным документам и методикам расчета и выбора оборудования.

Список используемых источников

1. Bayliss C., B. Hardly Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newnes, 2012. 1180 с.
2. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech house, 2016. 405 с.
3. Floyd T. L. Principles of Electric Circuits. 8-е изд. Pearson, 2014, 967 с.
4. Ganesan S. Selection of current transformers and wire sizing in substations. ABB Inc. 2016.
5. Gers J.M., Holmes E.D. Protection of Electricity Distribution Networks. 3-е изд. The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 с.
6. Steinmetz, C. P. Theory and Calculation of Transient Electric Phenomena and Oscillations. HardPress Publishing, 2013. 740 с.
7. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. М.: Гор. линия-Телеком, 2015. 152 с.
8. Вахнина В. В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения. Тольятти: ТГУ, 2016. 76 с.
9. Глазырин В.Е., Давыдов В.А., Щеглов А.И. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов. Новосиб.: НГТУ, 2011. 91 с.
10. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
11. Ершов Ю. А., Халезина О. П., Малеев А. В. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. 68 с.
12. Каталог "Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения: 26.04.2020).
13. Каталог "Электроаппараты" // Официальный сайт ОАО

«Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf> (дата обращения: 29.04.2020).

14. Каталог КРУ-СЭЩ-70 6-20 кВ // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf (дата обращения: 12.04.2020).

15. Каталог. Газонаполненное оборудование // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО_Газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 05.03.2020).

16. Киреева, Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282 с.

17. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие. 2-е изд., стер. М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.

18. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций. Новосибир.:НГТУ, 2013. 92 с.

19. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» // Официальный сайт ЗАО «РАДИУС Автоматика» URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf (дата обращения: 01.05.2020).

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

21. Ограничители перенапряжений нелинейные. Техническая информация. // Официальный сайт Международного электротехнического холдинга «ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК» URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/66a/SA_All_Technical_Information.pdf (дата обращения: 20.04.2020).

22. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. 704 с.

23. Степкина Ю. В., Салтыков М.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. ТГУ, 2007. 124 с.
24. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.
25. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
26. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
27. Трансформаторы силовые масляные напряжения 110 кВ // Официальный сайт ООО «Тольяттинский Трансформатор» URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php (дата обращения: 04.03.2020).