

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Белоусово»

Студент

М.Д. Башлыков
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

Задачей выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкция электрической части понизительной подстанции «Белоусово» 110/10 кВ расположенной в г. Белоусово Обнинского района Калужской области. Эксплуатирующей организацией выступает ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

В работе выполнен анализ месторасположения подстанции «Белоусово» и составлен план ее расположения с определением климатических характеристик региона. Выполнен анализ текущей загрузки подстанции и определены перспективы увеличения потребляемой мощности. Составлен актуальный годовой график полной и активной мощностей и выполнен расчет основных его показателей.

Для установки на подстанции выбраны силовые трансформаторы удовлетворяющие растущий спрос потребителей, а также выбрана главная схема подстанции.

В работе выполнен выбор оборудования подстанции и расчет уставок релейной защиты. Выполнен расчет уставок релейной защиты подстанции и определен состав системы собственных нужд.

Текстовая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 66 страницах, включает 14 таблиц, 6 рисунков, 25 литературных источников. Графическая часть выпускной квалификационной работы состоит из шести чертежей формата А1.

Abstract

The task of the final qualification work is to develop a project for the reconstruction of the electric part of the Belousovo 110/10 kV step-down substation located in Belousovo, Obninsky district, Kaluga Region. The operating organization is PJSC IDGC of Center and Volga Region.

The final qualification work includes the following sections::

- 1) Characteristics of the object of reconstruction;
- 2) Calculation of electrical loads of the 110/10 kV "Belousovo" substation»;
- 3) Selection of power transformers at the Belousovo substation»;
- 4) Selection of the electrical circuit of the 110/10 kV "Belousovo" substation»;
- 5) Calculation of short-circuit currents at the substation of PS 110/10 kV " Belousovo»;
- 6) Selection of electric devices of the 110/10 kV PS " Belousovo»;
- 7) Determination of the composition of the substation metering and measurement system, selection of the operating current system, selection of transformers for the system's own needs;
- 8) Relay protection of the substation PS 110/10 kV "Belousovo";
- 9) Calculation of substation grounding and lightning protection.

The text part of the final qualification work is made on 66 pages, includes 14 tables, 6 figures, 25 literary sources. The graphic part of the final qualification work consists of six drawings in A1 format.

Содержание

Введение.....	6
1 Характеристика объекта реконструкции	8
1.1 Общие сведения.....	8
1.2 Информация об источнике питания, нагрузке и потребителях подстанции.....	9
1.3 Климатические и ландшафтные условия.....	10
2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Белоусово»	11
3 Выбор силовых трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Белоусово».....	18
4 Выбор электрической схемы ПС 110/10 кВ «Белоусово». Обоснование выбора электрической схемы.....	25
5 Токи короткого замыкания.....	27
6 Выбор числа отходящих линий, электрических аппаратов и ошиновки для ПС 110/10 кВ «Белоусово».....	33
6.1 Определение числа отходящих линий и марок проводов отходящих линий	33
6.2 Выбор высоковольтных выключателей.....	35
6.3 Выбор разъединителей	38
6.4 Выбор трансформаторов тока.....	38
6.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	39
6.6 Выбор высоковольтных предохранителей	40
6.7 Выбор гибких шин РУВН	40
7 Система собственных нужд ПС 110/10 кВ «Белоусово»	43
8 Выбор оперативного тока для вторичных цепей ПС 110/10 кВ «Белоусово»	45
9 Релейная защита ПС 110/10 кВ «Белоусово».....	46
9.1 Расчет минимальных и максимальных ТКЗ на сторонах ВН и НН силового трансформатора	46
9.2 Расчет уставок токовой отсечки силового трансформатора.....	49

9.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты силового трансформатора	51
9.4 Расчет уставки защиты от перегрузки на стороне 10 кВ подстанции ...	52
9.5 Расчет уставки дифференциальной защиты	53
10 Заземление и молниезащита ПС 110/10 кВ «Белоусово»	56
Заключение	61
Список используемых источников	64

Введение

Электроэнергетика – основа экономики любой современной страны. Практически любая деятельность человека не обходится без электроэнергии: машиностроение, химическая промышленность, транспорт, металлургия, жилищно-коммунальное хозяйство – это лишь малый перечень отраслей, которым для функционирования необходима электроэнергия. Даже топливно-энергетический комплекс, несмотря на то, что одним из его конечных продуктов является электроэнергия, сам выступает в роли крупного потребителя электроэнергии.

Первичными источниками электроэнергии в энергосистемах выступают электростанции, вторичными – подстанции, которые питают непосредственно потребителей. К подстанциям, как и к электростанциям, предъявляются высокие требования в области надежности и безопасности, в связи с этим на объектах электроэнергетики должны своевременно производиться мероприятия по реконструкции и модернизации этих объектов с целью повышения надежности и безопасности в эксплуатации.

Необходимо, также при реконструкции объектов электроэнергетического комплекса учитывать текущую и перспективные нагрузки подстанций, а при выборе силовых трансформаторов придерживаться оптимальных экономических затрат. Оптимальность экономических затрат должна определяться на этапе проектирования по технико-экономическим показателям, к которым относятся потери электрической энергии, затраты на обслуживание и амортизационные отчисления. Немаловажным является и выбор оптимальной загрузки силового трансформатора, чтобы продлить срок его службы и снизить вероятность аварийных ситуаций и перегрузок.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции подстанции 110/10 кВ «Белоусово».

Для достижения цели поставленной в ВКР необходимо решить следующие задачи:

- 1) Представить характеристику объекта реконструкции с указанием общих сведений, информации об источнике питания, потребителях подключенных к низковольтным шинам подстанции, электрических нагрузках, ландшафтных и климатических условиях объекта реконструкции;
- 2) Выполнить расчет электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ «Белоусово» используя в качестве исходных данных предоставленный график электрических нагрузок, на основе этого расчета выполнить подбор силовых трансформаторов для этой подстанции;
- 3) Выполнить выбор электрической схемы для подстанции 110/10 кВ «Белоусово» в соответствии со стандартами СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [13] и СТО 56947007 29.240.30.010-2008 [17];
- 4) Выполнить расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 10 кВ подстанции;
- 5) Выполнить выбор электрических аппаратов для подстанции 110/10 кВ «Белоусово»;
- 6) Выполнить выбор трансформаторов собственных нужд подстанции 110/10 кВ «Белоусово»;
- 7) Определить состав приборов измерения и учета подстанции, а также выполнить выбор системы оперативного тока подстанции;
- 8) Выполнить расчет релейной защиты подстанции;
- 9) Выполнить расчет заземления и молниезащиты подстанции 110/10 кВ «Белоусово».

1 Характеристика объекта реконструкции

1.1 Общие сведения

В качестве объекта реконструкции выступает понизительная подстанция (ПС) общего назначения «Белоусово» с классами напряжения 110 кВ на стороне высшего напряжения и 10 кВ на стороне низшего напряжения. ПС 110/10 кВ «Белоусово» расположена в пределах города Белоусово находящегося в Обнинском районе Калужской области. Географическое положение ПС показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Географическое положение ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Эксплуатирующей организацией данной ПС выступает производственное отделение (ПО) «Обнинские электрические сети» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

1.2 Информация об источнике питания, нагрузке и потребителях подстанции

ПС 110/10 кВ «Белоусово» получает питание по воздушной линии электропередачи класса напряжения 110 кВ «Мирная-Белоусово» двухцепного исполнения. Источником питания ПС 110/10 кВ «Белоусово» выступает ПС 110/10 кВ «Мирная», эксплуатирующей организацией выступает ПАО «МРСК Центра и Приволжья». ПС 110/10 кВ «Мирная» находится на удалении в 6 км на Северо-Запад от рассматриваемой подстанции в районе города Обнинск Калужской области. ПС 110/10 кВ «Мирная» является проходной подстанцией, выполнена по стандартной схеме 110-5Н. Рассматриваемая в выпускной квалификационной работе ПС 110/10 кВ «Белоусово» выполнена как тупиковая, построена по стандартной схеме 110-4Н. Ближайшим объектом электрической генерации выступает Обнинская ГТУ-ТЭЦ-1 мощностью 21 МВт, объект генерации входит в структуру ОАО «Обнинская сбытовая компания».

Потребители, подключенные к сборным шинам ПС 110/10 кВ «Белоусово» относятся в основном ко второй и третьей категориям по надежности электроснабжения. Наиболее значительным как по категории надежности электроснабжения, так и по потребляемой электроэнергии потребителем, подключенным к сборным шинам рассматриваемой в выпускной квалификационной работе подстанции, выступает Белоусовская птицефабрика, которая находится в непосредственной близости от подстанции, является главным источником питания этой птицефабрики. Административно данный потребитель относится к городу Белоусово. Также к сборным шинам ПС 110/10 кВ «Белоусово» подключены: садовое некоммерческое товарищество «Союз», деревня Колесниково, деревня Дроздово. Тем не менее, наибольшее число присоединений ПС 110/10 кВ «Белоусово» питают Белоусовскую птицефабрику. Совокупная фактическая мощность потребителей, подключенных к шинам ПС 110/10 кВ «Белоусово»

составляет 13,6 МВА, при том, что расчетная (проектная) мощность потребителей составляет 9,2 МВА. ПС 110/10 кВ «Белоусово» имеет значительную перегрузку, составляющую 30 % от расчетной мощности подстанции 110/10 кВ «Белоусово».

Мощность короткого замыкания на шинах ПС 110/10 кВ «Белоусово» составляет $400 \cdot 10^6$ МВА, коэффициент мощности потребителей, подключенных к шинам подстанции равен 0,84.

1.3 Климатические и ландшафтные условия

Климатические и ландшафтные условия в районе ПС 110/10 кВ «Белоусово»: средняя температура января: -10 °С, июля: $+18$ °С. Годовое количество осадков в зоне расположения подстанции – 650 мм. Месторасположение подстанции принадлежит к умеренной широте. Ландшафт в районе местонахождения подстанции холмистый, с повышенной лесистостью. В районе нахождения ПС 110/10 кВ «Белоусово» почвы серые лесные, удельное сопротивление грунта составляет 55 Ом·м. В районе подстанции нет предприятий с выбросом агрессивных веществ, пылей.

2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Расчет электрических нагрузок являются первым и основополагающим этапом при создании проектов реконструкции объектов электросетевого хозяйства. Входными данными для расчета электрических нагрузок рассматриваемой нами подстанции являются: существующий график электрических нагрузок, мощность и число установленных силовых трансформаторов. Расчет электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Белоусово» ведем в соответствии с рекомендациями, приведенными в [8]. Согласно [8] «При расчете электрических нагрузок подстанций целесообразно в качестве исходных данных использовать график нагрузки потребителей, подключенных к шинам подстанции».

По исходным данным известно, что на ПС 110/10 кВ «Белоусово» установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый. Исходя из этих данных определим номинальную полную мощность ПС с применением выражения (1):

$$S_{\text{номПС}} = \frac{S_{\text{ном}}}{0,7} \quad (1)$$

где $S_{\text{номПС}}$ – номинальная мощность подстанции, МВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного силового трансформатора подстанции, МВА.

Применяя выражение (1) вычислим номинальную мощность ПС 110/10 кВ «Белоусово»:

$$S_{\text{номПС}} = \frac{10}{0,7} = 14,3 \text{ МВА}$$

По исходным данным фактическая загрузка рассматриваемой нами ПС составляет 130 %, т.е. переходя из процентов в МВА мы имеем значение 18,3 МВА.

Теперь с применением выражений (2) и (3) рассчитаем нормальный и аварийный коэффициенты загрузки силовых трансформаторов:

$$k_{\text{зн}} = \frac{S_{\text{maxПС}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} \quad (2)$$

где $k_{\text{зн}}$ – нормальный коэффициент загрузки силовых трансформаторов подстанции;

$S_{\text{maxПС}}$ – фактическая мощность подстанции в наиболее загруженный период графика, МВА;

n - число трансформаторов подстанции.

$$k_{\text{за}} = \frac{S_{\text{maxПС}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot (n-1)} \quad (3)$$

где $k_{\text{за}}$ – аварийный коэффициент загрузки силовых трансформаторов подстанции.

Теперь, с применением вышеприведенных формул (2) и (3) вычисляем нормальный и аварийный коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ПС 110/10 кВ «Белосово»:

$$k_{\text{зн}} = \frac{18,3}{10 \cdot 2} = 0,92$$
$$k_{\text{за}} = \frac{18,3}{10 \cdot (2-1)} = 1,83$$

Как видим, в нормальном режиме, силовые трансформаторы ПС 110/10 кВ «Белосово» загружены предельно. В аварийном режиме (при отключении одного из силовых трансформаторов) коэффициент загрузки многократно превышает установленное значение 1,4. Исходя из этого становится понятно, что необходима замена силовых трансформаторов данной подстанции на более мощные и современные. При этом необходимо

также выполнить замену электрооборудования распределительного устройства высшего напряжения и распределительного устройства низшего напряжения.

Теперь выполним расчет расходов активной электроэнергии на ПС 110/10 кВ «Белоусово». Для того что бы выполнить этот расчет, нам необходимо иметь годовой график полной нагрузки подстанции. Такой график представлен на рисунке 2. С его применением нам необходимо построить график активной нагрузки.

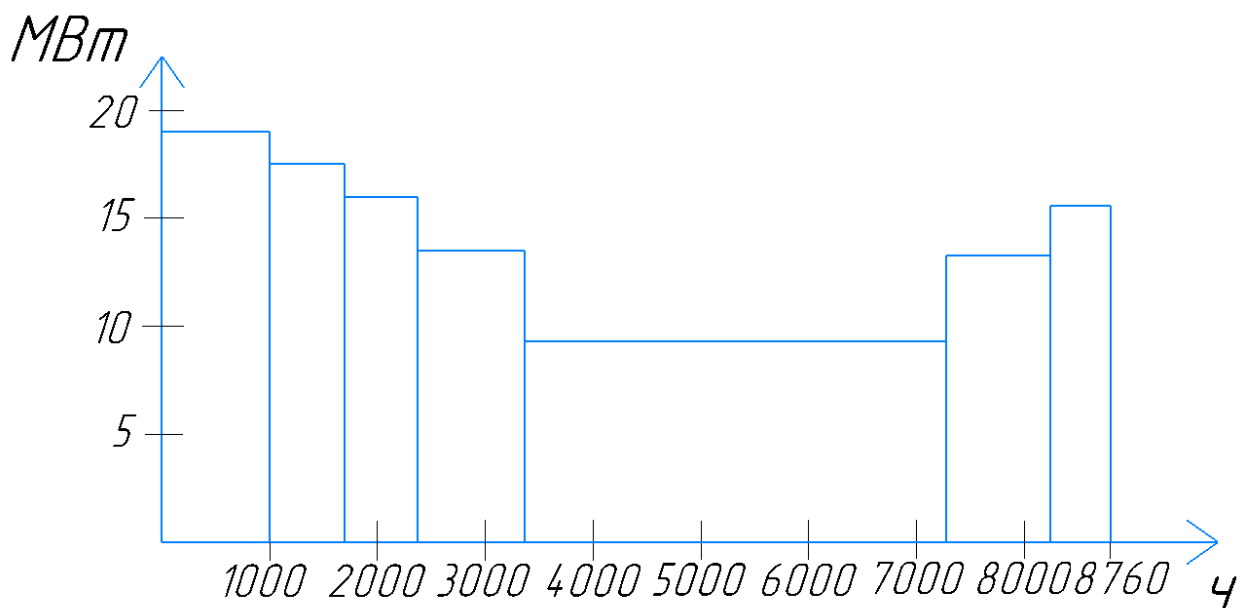


Рисунок 2 – Годовой упорядоченный график

Теперь определим значение активной мощности подстанции для первой ступени графика по выражению (3):

$$P_{\text{ПС}} = S_{\text{ПС}} \cdot \cos \varphi \quad (3)$$

где $P_{\text{ПС}}$ – активная мощность подстанции, МВт;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности, принимается равным 0,84.

Применяя формулу (3) вычисляем значение активной мощности подстанции для первой ступени графика по выражению:

$$P_{\text{ПС}}=18,3 \cdot 0,84 = 15,4 \text{ МВт}$$

Теперь с применением выражения (4) определим расход активной электроэнергии для первой ступени графика:

$$W_{\text{ПС}}=P_{\text{ПС}} \cdot t_c \quad (4)$$

где $W_{\text{ПС}}$ – расход активной электроэнергии ПС, кВт·ч;

t_c - длительность ступени, ч.

Применяя формулу (4) определяем расход активной электроэнергии потребителей ПС 110/10 кВ «Белоусово»:

$$W_{\text{ПС}}=15,4 \cdot 1000 \cdot 10^3 = 15400000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расходы активных мощностей, активных электроэнергий других ступеней определяется по аналогии, результаты расчетов показаны в таблице 1.

Для того чтобы определить годовой расход электроэнергии потребителей, подключенных к подстанции необходимо использовать формулу (5):

$$W_{\text{ПС}\Sigma}=\Sigma W_{\text{ПС}} \quad (5)$$

где $W_{\text{ПС}\Sigma}$ – годовой расход электроэнергии потребителей подключенных к подстанции, кВт·ч.

Теперь с применением формулы (5) определяем годовой расход электроэнергии потребителей, подключенных к подстанции:

$$W_{\text{ПС}\Sigma} = 154000000 + 120000000 + 72000000 + 12100000 + 30420000 + \\ + 11440000 + 6118000 = 450178000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 1 – Данные о расходах потребляемой активной электроэнергии потребителями ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Степень графика	Длительность ступени, ч	Потребляемая активная электроэнергия, кВт·ч	Мощность ступени, МВт	Мощность ступени, МВА
1	1000	154000000	15,4	18,3
2	800	120000000	15,0	17,8
3	500	72000000	14,4	17,1
4	1000	121000000	12,1	14,4
5	3900	30420000	7,8	9,3
6	1100	11440000	10,4	12,4
7	460	6118000	13,3	15,8
Σ	8760	450178000	-	-

По данным таблицы 1 строим график активной электроэнергии потребителей, подключенных к подстанции 110/10 кВ «Белоусово». График показан на рисунке 3.

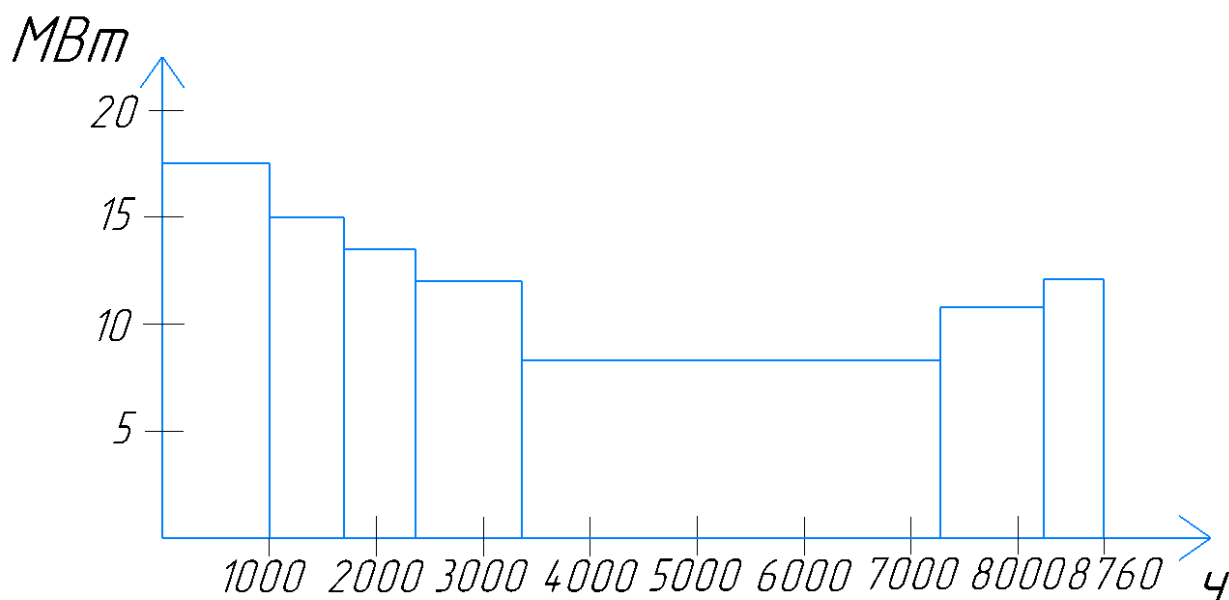


Рисунок 3 – График активной нагрузки потребителей, подключенных к ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Применяя выражение (6) определим продолжительность пиковой нагрузки в год:

$$T_M = \frac{W_{\text{ПСУ}}}{P_{\text{max}}} \quad (6)$$

где T_M – продолжительность пиковой нагрузки в год, ч;

P_{max} – максимальная активная мощность потребителей подстанции, кВт.

С помощью вышеприведенной формулы (6) определяем продолжительность пиковой нагрузки в год:

$$T_M = \frac{450178000}{154000} = 2923 \text{ ч}$$

Теперь определим коэффициент заполнения графика активной электроэнергии показанного на рисунке 3 применяя выражение (7):

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} \quad (7)$$

где $K_{\text{зап}}$ - коэффициент заполнения графика активной электроэнергии потребителей подключенных к подстанции.

С применением выражения (7) определяем заполнения графика активной электроэнергии:

$$K_{\text{зап}} = \frac{2923}{8760} = 0,33$$

В этом разделе выполнен расчет номинальной мощности подстанции с учетом роста электрических нагрузок потребителей согласно собранным исходным данным по объекту выпускной квалификационной работы.

Определены нормальный и аварийный коэффициенты загрузки подстанции. Нормальный коэффициент загрузки составил 0,92, аварийный – 1,83.

Рассчитаны расходы электроэнергии за год потребителями подстанции. По результатам расчетов в данном разделе актуализирован график электрических нагрузок подстанции который будет использован при выборе оптимальной мощности силового трансформатора.

Определены параметры графика нагрузок подстанции, а именно коэффициент заполнения годового графика нагрузок, число часов максимальной нагрузки подстанции.

Определено потребление электрической энергии по годовому упорядоченному графику полной мощности подстанции 110/10 «Белоусово».

Все полученные в данном разделе результаты будут в последующем использованы при выборе силовых трансформаторов ПС 110/10 кВ «Белоусово», при расчете уставок релейной защиты и параметров системы заземления подстанции.

3 Выбор силовых трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Приступим к расчетам, которые необходимо выполнить для того, чтобы произвести выбор силовых трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Белоусово». Используем сведения, приведенные в [1] и [21]. Согласно [1] «При выборе силовых трансформаторов целесообразно учитывать не только коэффициент перегрузки, но и коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории».

На основании выражения (8) определим расчетную минимально допустимую полную мощность силовых трансформаторов подстанции:

$$S_{т.расч} = \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (8)$$

где, $S_{т.расч}$ - расчетная минимально допустимая мощность силовых трансформаторов подстанции, МВА;

K_{1-2} - коэффициент участия потребителей 1 и 2 категорий в общей нагрузке.

Применяя вышеописанное выражение (8) определяем расчетную минимально допустимую полную мощность силовых трансформаторов рассматриваемой нами подстанции:

$$S_{т.расч} = \frac{18,3 \cdot 1}{1,4 \cdot (2-1)} = 13,1 \text{ МВА}$$

Теперь по каталогу завода-производителя силовых трансформаторов ООО «Гольяттинский трансформатор» предварительно выберем два силовых трансформатора и выполним их технико-экономическое сравнение. На основе результатов технико-экономического сравнения выполним окончательный выбор одного из двух силовых трансформаторов. В таблице 2 показаны два предварительно выбранных силовых трансформатора.

Таблица 2 – Предварительно выбранные силовые трансформаторы для технико-экономического сравнения

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	i _{хх} , %	u _{кз} , %
		ВН	НН				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТДН-16000/110	16	115	11,5	12,0	83,0	0,30	10,5
ТДН-25000/110	25	115	11,5	19,0	120,0	0,23	10,5

На основе каталожных данных выполним технико-экономический расчет для первого варианта.

С применением формулы (9) определим приведенные потери активной мощности силового трансформатора в первом варианте:

$$P_T = P_{xx} + k_3^2 \cdot P_{кз} \quad (9)$$

где P_T - приведенные потери активной мощности рассматриваемого силового трансформатора, кВт;

P_{xx} – приведенные активные потери холостого хода, кВт;

k_3^2 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным 0,7;

$P_{кз}$ – приведенные активные потери короткого замыкания, кВт.

В выражении (9) нам известен только коэффициент загрузки силового трансформатора, остальные составляющие этого выражения нам неизвестны. Для их нахождения воспользуемся выражениями (10) и (11):

$$P_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot Q_x \quad (10)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода рассматриваемого силового трансформатора в соответствии с каталогом, кВт;

$k_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, принимается равным 0,05;

Q_x – намагничивающая мощность рассматриваемого силового трансформатора, квар.

$$P_k = \Delta P_k + k_{\text{ип}} \cdot Q_k \quad (11)$$

где ΔP_k - активные потери короткого замыкания рассматриваемого силового трансформатора в соответствии с каталогом, кВт;

Q_k - реактивные потери мощности в рассматриваемом силовом трансформаторе, квар.

По этим вышеприведенным формулам (10) и (11) вычисляем приведенные активные потери холостого хода и короткого замыкания рассматриваемого нами силового трансформатора:

$$P_x = 12,0 + 0,05 \cdot 122,0 = 18,1 \text{ кВт}$$

$$P_k = 83,0 + 0,05 \cdot 8,1 = 83,5 \text{ кВт}$$

Зная значения приведенных активных потерь холостого хода и короткого замыкания, рассматриваемого силового трансформатора мы можем вычислить приведенные активные потери силового трансформатора по формуле (9):

$$P_T = 18,1 + 0,7^2 \cdot 83,5 = 59,1 \text{ кВт}$$

Теперь с применением выражения (12) определим экономическую нагрузку силовых трансформаторов рассматриваемой нами подстанции в период наименьших нагрузок (для Калужской области – весенне-летний сезон) ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{\text{эк}} = S_{\text{т.ном}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} \quad (12)$$

где $S_{\text{эк}}$ - экономическая нагрузка силовых трансформаторов подстанции в период наименьших нагрузок, при которой целесообразно отключать один из трансформаторов, МВА;

$S_{T.ном}$ - номинальная мощность рассматриваемого силового трансформатора, МВА.

С помощью вышеприведенной формулы (12) определяем экономическую нагрузку силовых трансформаторов:

$$S_{эк} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{18,1}{83,5}} = 10,53 \text{ МВА}$$

Таким образом, целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ПС 110/10 кВ «Белоусово» в период с 3300 ч до 7200 ч в соответствии с годовым графиком нагрузки.

Теперь определим потери электроэнергии в рассматриваемом силовом трансформаторе для каждой ступени графика активной нагрузки ПС по выражению (13):

$$\Delta W_T = \sum n \cdot P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P_K \cdot k_3^2 \cdot T_i \quad (13)$$

где ΔW_T - потери электроэнергии в рассматриваемом силовом трансформаторе, кВт·ч;

T_i - время работы трансформатора в год, ч.

С помощью формулы (13) определяем потери электроэнергии в рассматриваемом силовом трансформаторе для первой ступени графика:

$$\Delta W_T = 2 \cdot 18,1 \cdot 1000 + \frac{1}{2} \cdot 83,5 \cdot 0,7^2 \cdot 1000 = 56657500 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Для остальных ступеней графика потери активной электроэнергии определяются по аналогии.

В таблице 3 приведены значения активных потерь электроэнергии в соответствующие временные промежутки, а также годовые активные потери

электроэнергии в силовых трансформаторах ПС 110/10 кВ «Белоусово» в первом варианте.

Таблица 3 – Значения активных потерь в соответствующие временные промежутки, значение годовых активных потерь электроэнергии в первом варианте

Степень графика	Полная мощность ступени, МВА	Длительность ступени, ч	Потери активной электроэнергии на ступени, кВт·ч
1	2	3	4
1	18,3	1000	56657500
2	17,8	800	45326000
3	17,1	500	28328750
4	14,4	1000	56657500
5	9,3	3900	2209600000
6	12,4	1100	62323250
7	15,8	460	26062450
$\Delta W_{\text{ПС}}$, кВт		2484955450	

Далее будем использовать [22]. Теперь определим стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых силовых трансформаторах подстанции с помощью выражения (14):

$$I_{\text{Э}} = \Sigma \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (14)$$

где $\Sigma \Delta W_{\text{ПС}}$ – годовые потери электроэнергии в силовых трансформаторах рассматриваемой подстанции, кВт·ч;

$I_{\text{Э}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых силовых трансформаторах подстанции, тыс. руб.;

$C_{\text{Э}}$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии в распределительных сетях, тыс. руб.

С помощью формулы (14) определяем стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых силовых трансформаторах подстанции:

$$I_{\text{Э}} = 2484955450 \cdot 0,03 = 74548663,5 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь с применением выражения (15) определим отчисления на амортизацию и ремонты рассматриваемого силового трансформатора:

$$I_0 = p_{\text{сумм}} \cdot K \quad (15)$$

где I_0 - отчисления на амортизацию и ремонты рассматриваемого силового трансформатора, тыс. руб.;

$p_{\text{сумм}}$ – коэффициент амортизации с учетом ремонтов;

K - стоимость силового трансформатора, с учетом монтажа, наладки и испытаний, тыс. руб.

При помощи формулы (15) определяем отчисления на амортизацию и ремонты рассматриваемого силового трансформатора:

$$I_0 = 0,094 \cdot 37000 = 3487 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь определим приведенные затраты на закупку, монтаж, наладку, испытания и эксплуатацию рассматриваемого силового трансформатора с помощью выражения (16):

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_3 \quad (16)$$

где $Z_{\text{пр}}$ - приведенные затраты на закупку, монтаж, наладку, испытания и эксплуатацию рассматриваемого силового трансформатора, тыс. руб.;

$E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент отчислений капиталовложений.

С помощью формулы (16) определим приведенные затраты на закупку, монтаж, наладку, испытания и эксплуатацию рассматриваемого силового трансформатора:

$$Z_{\text{пр}} = 0,17 \cdot 37000 + 3487 + 74548663,5 = 12680154,1 \text{ тыс. руб.}$$

Технико-экономический расчет второго варианта выполняется по аналогии, результаты расчетов двух вариантов показаны в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Значения активных потерь в соответствующие временные промежутки, значение годовых активных потерь электроэнергии в первом варианте

Степень графика	Полная мощность ступени, МВА	Длительность ступени, ч	Потери активной электроэнергии на ступени, кВт·ч
1	2	3	4
1	18,3	1000	94558500
2	17,8	800	75628000
3	17,1	500	49568760
4	14,4	1000	77755100
5	9,3	3900	44247700000,0
6	12,4	1100	83323440,0
7	15,8	460	39066550,0
$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт		44667600350,0	

Таблица 5 – Технико-экономические показатели двух рассматриваемых силовых трансформаторов для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Первый вариант			Второй вариант		
I_{Σ} , тыс. руб.	I_0 , тыс. руб.	$Z_{\text{пр}}$, тыс. руб.	I_{Σ} , тыс. руб.	I_0 , тыс. руб.	$Z_{\text{пр}}$, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
74548663,5	3487,0	12680154,1	1340028010,5	4512,0	227813688,8

В данном разделе выполнен технико-экономический расчет для выбора силовых трансформаторов по двум вариантам. По данным актуализированного графика электрических нагрузок определены необходимые мощности силовых трансформаторов, а также потери мощности в этих трансформаторах. Затем были определены годовые потери электроэнергии в силовых трансформаторах. Сравнение вариантов выполнено на основе суммарных капиталовложений. Из данных показанных в таблице 5 хорошо заметно, что при выборе первого варианта мы имеем наименьшие приведенные затраты, соответственно выбираем к монтажу на ПС 110/10 кВ «Белоусово» силовой трансформатор типа ТДН-16000/110 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [6].

4 Выбор электрической схемы ПС 110/10 кВ «Белоусово».

Обоснование выбора электрической схемы

Выбор электрической схемы является ответственным этапом при разработке проекта реконструкции подстанции, т.к. конфигурация схемы подстанции влияет на надежность электроснабжения потребителей, подключенных к шинам подстанции, простоту и быстроту оперативных переключений на этой подстанции, сложность и быстроту ремонтов оборудования подстанции, и прочее. Также необходимо учитывать тип подстанции и назначение подстанции.

В системах электроснабжения общего назначения при выборе электрических схем подстанций необходимо руководствоваться следующими нормативными документами: СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [13] и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [17]. Данные документы разработаны Научно-техническим центром ПАО «ФСК ЕЭС» для облегчения работы организаций привлекаемых к проектированию объектов электросетевого хозяйства.

Нам известно, что исходной схемой ПС 110/10 кВ «Белоусово» является схема 110-4 с применением отделителей и короткозамыкателей в качестве коммутационных аппаратов РУВН. Схема 110-4Н является достаточно простой, но самой надежной схемой подстанции. ПС 110/10 кВ «Белоусово» является единственным источником питания для целого района, в который входит г. Белоусово, ООО «Белоусовская птицефабрика», а также ряд сельских поселений. В связи с этим мы предлагаем использовать схему 110-7. Данная схема является более сложной в плане конфигурации, но зато имеет большую надежность в отношении возникновения аварийных ситуаций, таких как короткое замыкание в силовом трансформаторе.

Схема 110-7 представлена на рисунке 4.

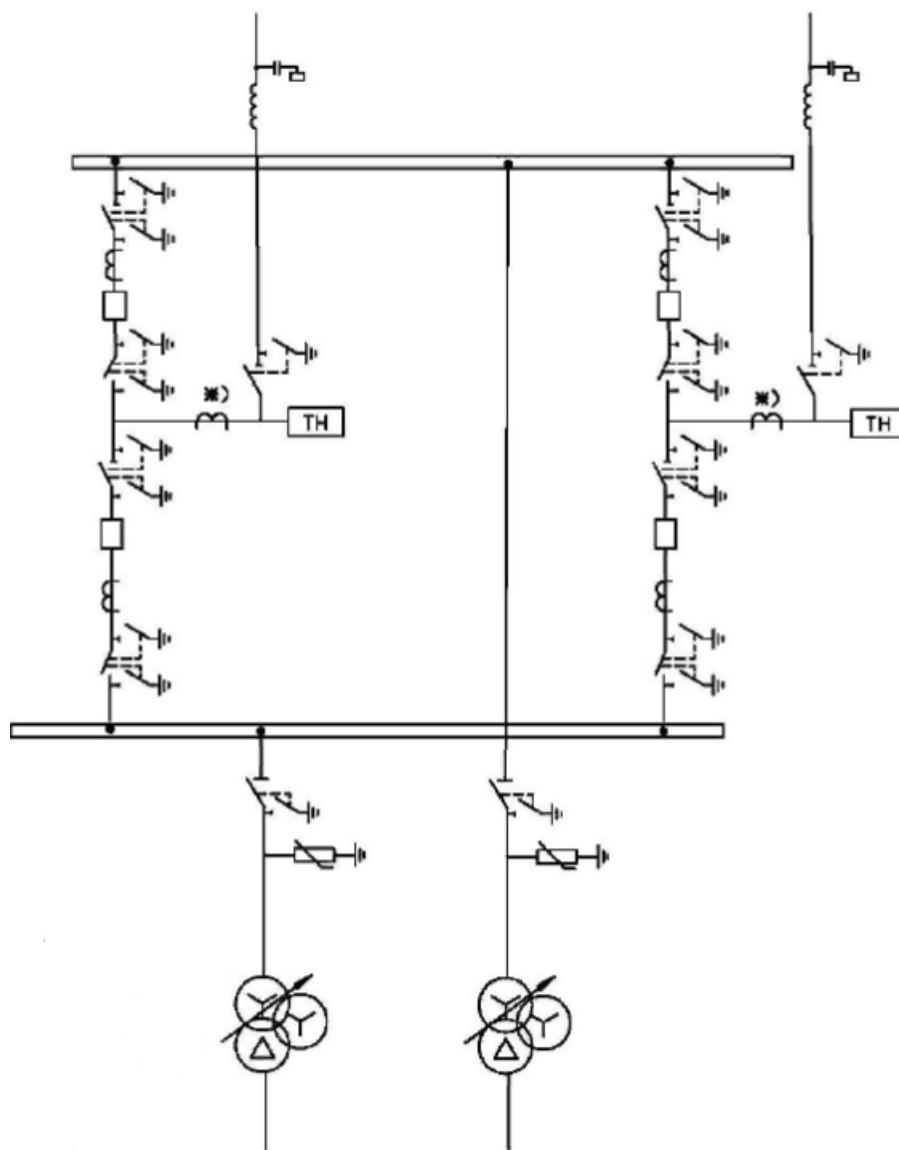


Рисунок 4 – Электрическая схема подстанции типа 110-7

Таким образом, для ПС 110/10 кВ «Белуосово» будем использовать электрическую схему типа 110-7.

5 Токи короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходим для последующего выбора коммутационных аппаратов, таких как высоковольтные выключатели. Расчет ведем в соответствии с [3] и [11].

Как сказано в [3] «Перед расчетом трехфазного ТКЗ необходимо составить схему замещения с обозначенными точками КЗ». Схема замещения для расчета трехфазного ТКЗ представлена на рисунке 5.

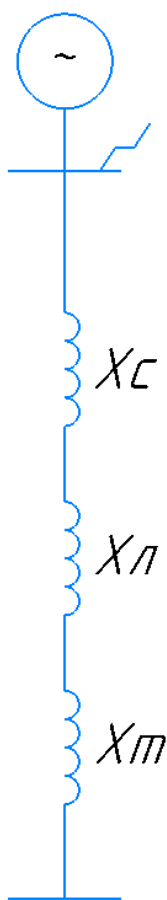


Рисунок 5 – Схема замещения

Из рисунка 5 нам понятно, что точками КЗ выступают секции шин 110 кВ и 10 кВ. Теперь приступаем к расчету. Расчет ведем в о.е.

Вначале определим трехфазный ТКЗ на шинах 110 кВ подстанции, затем на шинах 10 кВ подстанции.

Определим реактивное сопротивление питающей энергосистемы с применением выражения (17):

$$x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (17)$$

где x_c - реактивное сопротивление питающей энергосистемы, о.е.;

S_6 – базовая мощность, МВА;

S_k - мощность короткого замыкания на шинах подстанции, МВА.

С помощью вышеприведенного выражения (17) вычисляем реактивное сопротивление питающей энергосистемы:

$$x_c = \frac{1000 \cdot 10^3}{400 \cdot 10^6} = 0,0025 \text{ о. е.}$$

С применением выражения (18) определим реактивное сопротивление ВЛ соединяющей ПС с энергосистемой:

$$x_l = x_l \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (18)$$

где x_l - реактивное сопротивление ВЛ, о.е.;

x_l – погонное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина ВЛ, км;

U_{cp} - среднее напряжение ВЛ, кВ.

С применением формулы (18) определяем реактивное сопротивление ВЛ соединяющей ПС с энергосистемой:

$$x_l = 0,43 \cdot 7,3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{115000^2} = 0,0023 \text{ о. е.}$$

Теперь определим реактивное сопротивление пары обмоток ВН и НН силового трансформатора подстанции при помощи выражения (19):

$$x_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.НОМ}} \quad (19)$$

где x_T - реактивное сопротивление пары обмоток ВН-НН силового трансформатора подстанции, о.е.;

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания пары обмоток ВН-НН силового трансформатора подстанции, %.

С применением формулы (19) вычисляем реактивное сопротивление пары обмоток ВН-НН силового трансформатора подстанции:

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{16000 \cdot 10^3} = 0,0065 \text{ о. е.}$$

Теперь суммируем все реактивные сопротивления расчетного участка по выражению (20):

$$x_{\Sigma} = x_c + x_L + x_T \quad (20)$$

где x_{Σ} – сумма реактивных сопротивлений расчетного участка, о.е.

С применением формулы (20) вычисляем сумму реактивных сопротивлений расчетного участка:

$$x_{\Sigma} = 0,0025 + 0,0023 + 0,0065 = 0,0113 \text{ о. е.}$$

Запишем выражение базисного тока расчетного участка (21):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (21)$$

где I_6 – базисный ток, кА.

С применением выражения (21) вычисляем базисный ток расчетного участка:

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 5,02 \text{ кА}$$

Теперь с применением выражения (22) определим периодическую составляющую трехфазного ТКЗ на рассматриваемом участке:

$$I_{п0} = \frac{E''}{x_{\Sigma}} \cdot I_6 \quad (22)$$

где $I_{п0}$ - периодическая составляющая трехфазного ТКЗ, кА;

E'' - сверхпереходная ЭДС, о.е.

Применяя формулу (22) вычисляем периодическую составляющую трехфазного ТКЗ на рассматриваемом участке:

$$I_{п0} = \frac{1}{0,0113} \cdot 5,02 = 4,44 \text{ кА}$$

Далее определим трехфазный ударный ТКЗ на расчетном участке применяя выражение (23):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (23)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток, кА;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый при помощи рисунка 6

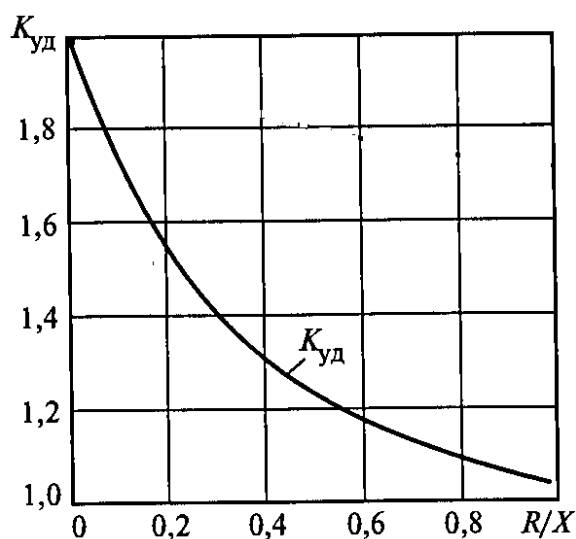


Рисунок 6 – К определению ударного коэффициента

Рассматриваемый участок имеет малое активное сопротивление и значительное индуктивное сопротивление, а значит ударный коэффициент будет иметь достаточно большое значение. Принимаем $K_{уд}=1,8$.

Теперь, применяя формулу (23) вычислим значение ударного трехфазного ТКЗ на рассматриваемом участке:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,44 \cdot 1,8 = 11,3 \text{ кА}$$

Теперь определим значение апериодической составляющей трехфазного ТКЗ в начальный момент времени по выражению (24):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (24)$$

где i_a - апериодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени, кА.

При помощи формулы (24) вычисляем апериодическую составляющую трехфазного ТКЗ в начальный момент времени:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,44 = 6,3 \text{ кА}$$

На стороне 10 кВ расчет ТКЗ ведется по аналогии. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета ТКЗ ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Сторона 110 кВ			Сторона 10 кВ		
1	2	3	4	5	6
$I_{0п}, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$i_a, \text{ кА}$	$I_{0п}, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$i_a, \text{ кА}$
4,44	11,3	6,3	12,5	23,4	16,5

В результате проделанной работы в этом разделе определены токи короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ подстанции 110/10 кВ «Белоусово». Наибольший ТКЗ на шинах 110 кВ составляет 11,3 кА, на шинах 10 кВ – 23,4 кВ

Эти результаты понадобятся в следующем разделе, при выборе электрических аппаратов для ПС 110/10 кВ «Белоусово».

6 Выбор числа отходящих линий, электрических аппаратов и ошиновки для ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Электрические аппараты представляют собой коммутационное оборудование, которое необходимо для коммутации в электрических цепях, обеспечения защиты элементов электрической цепи, а также измерительные трансформаторы, которые являются источниками питания для цепей релейной защиты, автоматики и измерения. На подстанциях к числу коммутационных аппаратов можно отнести высоковольтные выключатели, разъединители, высоковольтные предохранители, трансформаторы тока и напряжения [2], [5], [6]. Согласно [2] «Выбор высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока необходимо производить по значениям токов короткого замыкания, а также по значениям номинального тока». Согласно [6] «Выбор трансформаторов напряжения выполняется с применением значения расчетной полной мощности подключенных ко вторичной обмотке приборов измерения и учета».

6.1 Определение числа отходящих линий и марок проводов отходящих линий

Определение числа отходящих линий необходимо для определения числа ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) на стороне 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово».

Определим ток нагрузки потребителей, подключенных к шинам 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» с применением выражения (25):

$$I_{\text{пот}} = \frac{S_{\text{maxПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (25)$$

где $I_{\text{пот}}$ - ток нагрузки потребителей на шинах 10 кВ подстанции, А.

Определяем ток нагрузки потребителей, подключенных к шинам 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» с применением выражения (25):

$$I_{\text{пот}} = \frac{18,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1007,0 \text{ А}$$

Для определения числа отходящих линий от КРУ 10 кВ ПС используем выражение (26):

$$n_{\text{л}} = \frac{I_{\text{пот}}}{I_{\text{ож}}} \quad (26)$$

где $n_{\text{л}}$ - число отходящих линий;

$I_{\text{ож}}$ - ожидаемый ток в одной линии, А.

С применением формулы (26) определяем число отходящих линий от КРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово»:

$$n_{\text{л}} = \frac{1007,0}{200} = 5,1 \approx 5$$

Итак, принимаем число отходящих линий от КРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» равным 5.

Теперь выполним выбор марок и сечений проводов отходящих линий. Для этого используем выражение (27):

$$S_{\text{л}} = \frac{I_{\text{ож}}}{J_{\text{эк}}} \quad (27)$$

где $S_{\text{л}}$ - сечение провода, мм²;

$J_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока, принимается по таблицам, А/мм².

Применяя формулу (27) определим сечение и марку проводов для отходящих линий от КРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово»:

$$S_{л1} = \frac{200}{1} = 200 \text{ мм}^2$$

Итак, для отходящих от КРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» линий выбираем провод марки АС-200/32,6 с сечением алюминиевой жилы 200 мм².

6.2 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей будем выполнять на основании [12] и [23].

Примем к рассмотрению выключатель ВЭБ-УЭТМ-110.

Определим апериодическую составляющую ТКЗ:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} \quad (28)$$

где $i_{\text{аном}}$ - апериодическая составляющая ТКЗ, которую способен отключить выключатель, кА;

$\beta_{\text{нор}}$ - нормативный коэффициент апериодической составляющей ТКЗ;

$I_{\text{откл.ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА.

Рассчитываем апериодическую составляющую ТКЗ, которую может отключить выключатель с применением выражения (28):

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \cdot 40 = 23,7 \text{ кА}$$

Теперь преобразуем формулу (28) для того, чтобы определить сможет ли рассматриваемый нами высоковольтный выключатель выдержать расчетные параметры. Получаем выражение (29):

$$i_{\text{арасч}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{п0}} \quad (29)$$

где $i_{\text{арасч}}$ - расчетная апериодическая составляющая ТКЗ которую должен отключать высоковольтный выключатель, кА.

При помощи выражения (29) определяем расчетную апериодическую составляющую ТКЗ, которую должен отключать высоковольтный выключатель:

$$i_{\text{арасч}} = \sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \cdot 4,44 = 2,62 \text{ кА}$$

Как видим, рассматриваемый выключатель способен отключить апериодическую составляющую ТКЗ.

Теперь определим номинальный тепловой импульс, возникающий при прохождении ТКЗ с применением выражения (30):

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t \quad (30)$$

где $B_{\text{кном}}$ – номинальный тепловой импульс, кА²/с;

$I_{\text{Т}}$ - ток термической стойкости, кА;

t - время срабатывания высоковольтного выключателя.

Определяем номинальный тепловой импульс, возникающий при прохождении ТКЗ с применением формулы (30):

$$B_{\text{кном}} = 40^2 \cdot 0,055 = 88 \text{ кА}^2/\text{с}$$

Теперь преобразуем выражение (30) для того, чтобы определить сможет ли выдержать рассматриваемый нами выключатель расчетный тепловой импульс. Получаем выражение (31):

$$B_{\text{красч}} = I_{0\text{п}}^2 \cdot t \quad (31)$$

где $B_{\text{красч}}$ – расчетный тепловой импульс, $\text{kA}^2/\text{с}$.

Теперь определяем расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{красч}} = 4,44^2 \cdot 0,055 = 1,1 \text{ кА}^2/\text{с}$$

Заметно, что рассматриваемый нами выключатель способен выдержать расчетный тепловой импульс.

Теперь проверим рассматриваемый нами выключатель по номинальному току. Номинальный ток рассматриваемого выключателя составляет 2500 А. Ток нагрузки потребителей на стороне 110 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» составляет 92,0 А, соответственно:

$$I_p < I_{\text{ном}}$$

Исходя из этого, делаем вывод, что рассматриваемый нами высоковольтный выключатель способен выдержать ток нагрузки потребителей.

Итак, рассматриваемый высоковольтный выключатель можно принимать к монтажу на ПС 110/10 кВ «Белоусово». Выбор выключателей для КРУ 10 кВ ПС выбирается по аналогии. Данные выбранных высоковольтных выключателей показаны в таблице 7.

Таблица 7 – Выключатели, выбранные для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Тип выключателя	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	$i_{\text{а.ном}}$, кА	$B_{\text{к}}$, $\text{kA}^2/\text{с}$	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	$i_{\text{а.ном}}$, кА	$B_{\text{к}}$, $\text{kA}^2/\text{с}$
ВЭБ-УЭТМ-110	110	92	4,44	2,62	1,1	110	2500	40	23,7	88
ВВУ-СЭЩ-10	10	1007	12,5	7,4	8,5	10	2000	40	23,7	88

6.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей осуществляется по следующим критериям аналогичным при выборе выключателей. Выбор разъединителей выполняем на основании [12] и [24].

Выбранные разъединители приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Разъединители, выбранные для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Тип разъединителя	Расчетные значения				Паспортные значения			
	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{эс}$, кА	B_k , кА ² /с	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{эс}$, кА	B_k
РПД-УЭТМ-110	110	92	4,44	1,1	110	1000	50	137,5

6.4 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока осуществляется по параметрам аналогичным выбору выключателей и разъединителей. Выбор трансформаторов тока осуществляем с помощью [16] и [18].

Выбранные трансформаторы тока показаны в таблице 9

Таблица 9 – Трансформаторы тока, выбранные для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Тип	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$I_{ном1}$, А	$I_{ном2}$	$I_{эс}$, кА	B_k , кА	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном1}$, А	$I_{ном2}$	$I_{эс}$, кА	B_k , кА	$U_{ном}$, кВ
ТРГ-УЭТМ-110	92	4,6	4,44	1,1	110	100	5	102	572	110
ТШЛ-СЭЦ-10	1007	3,4	12,5	8,5	10	1500	5	102	572	10

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется номинальному напряжению и вторичной нагрузке. При выборе трансформаторов напряжения используем [18] и [25].

Определим расчетную полную мощность трансформатора напряжения, которую представляют собой приборы учета, измерения и защиты. Используем выражение (32):

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (32)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность приборов подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, ВА;

$P_{\text{приб}}$ – активная мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, Вт;

$Q_{\text{приб}}$ – реактивная мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, вар.

С применением формулы (32) определяем расчетную полную мощность трансформатора напряжения, которую представляют собой приборы учета, измерения и защиты:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{5,5^2 + 2,7^2} = 6,1 \text{ ВА}$$

Выбранные трансформаторы напряжения показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Трансформаторы напряжения, выбранные для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Тип ТН	Расчетные значения		Паспортные значения	
	U _{ном} , кВ	S _{приб} , ВА	U _{ном} , кВ	S _{приб} , ВА
ЗНГ-УЭТМ-110	110	4,7	110	600
ЗНОЛ-СЭЩ-10	10	5,3	10	600

6.6 Выбор высоковольтных предохранителей

При выборе высоковольтных предохранителей используем [5].

Выбранные высоковольтные предохранители показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Высоковольтные предохранители, выбранные для монтажа на ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	Ток отключения, кА	Номинальное напряжение, кВ	Назначение
ПКТ-101	12	12,5	10	Защита ТСН
ПКН-101	5	12,5	10	Защита ТН
ПКТ-101	5	12,5	110	Защита ТН

6.7 Выбор гибких шин РУВН

Гибкие шины выбираются по следующим критериям:

- 1) По току нагрева;
- 2) По условиям коронного разряда.

При выборе гибких шин используем [17].

Выполним выбор шин для подстанции при помощи формулы (34):

$$I_n \leq I_d \quad (34)$$

где I_d – длительно допустимый ток для выбранного сечения, А.

По таблицам [19] выбираем ближайшее значение тока, которому соответствует сечение 16 мм², а затем с применением формулы (34) сравниваем номинальный ток нагрузки с длительно допустимым током выбранного сечения:

$$92 \leq 111$$

Нам заметно, что выбранное сечение проходит по критерию длительно допустимого тока.

Теперь выполним проверку выбранного сечения по условиям коронного разряда. Определим критическую напряженность вокруг проводника шины по выражению (35):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (35)$$

где E_0 - критическая напряженность вокруг проводника шины, кВ/см;

m – коэффициент шероховатости шины;

r_0 - радиус проводника, см.

С помощью формулы (35) вычисляем критическую напряженность вокруг проводника шины:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,95}} \right) = 32,5 \text{ кВ/см}$$

Теперь определим среднюю напряженность вокруг проводника шины по выражению (36):

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (36)$$

где E - средняя напряженность вокруг проводника шины, кВ/см;

$D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводниками ошиновки, см.

Определяем при помощи формулы (36) среднюю напряженность вокруг проводника шины:

$$E = \frac{0,345 \cdot 115}{0,95 \cdot \lg \frac{1500}{0,95}} = 13,1 \text{ кВ/см}$$

Теперь выполним проверку по условиям коронного разряда при помощи выражению (37):

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (37)$$

Сравниваем значения напряженностей по выражению (37):

$$14,1 \leq 29,3$$

В данном разделе выполнен выбор электрических аппаратов для подстанции: высоковольтных выключателей, измерительных трансформаторов, разъединителей, высоковольтных предохранителей. На стороне высшего напряжения подстанции выбраны элегазовые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110, на стороне низшего напряжения вакуумные выключатели – ВВУ СЭЩ-10. Разъединители выбраны типа РПД-УЭТМ-110. Выбранные измерительные трансформаторы также, как и высоковольтные выключатели на стороне 110 кВ имеют заполнение элегазом.

Также в этом разделе выполнен выбор гибкой ошиновки для открытого распределительного устройства ПС 110/10 кВ «Белоусово». В результате по критерию длительно допустимого тока выбрано сечение 16 мм². После выбранное сечение проверено по условиям короны, короны вокруг шин не возникает.

7 Система собственных нужд ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Система собственных нужд подстанций необходима прежде всего для обеспечения комфортных условий эксплуатационного персонала, для обеспечения [16], [20]. Согласно [20] «К выбору состава потребителей собственных нужд подстанций необходимо подходить с высокой степенью ответственности, так как от состава потребителей собственных нужд зависит комфортность при эксплуатации электрооборудования подстанции, а в отдельных случаях эффективность и безопасность эксплуатации подстанции».

Типовая система собственных нужд подстанции включает в себя следующие составляющие:

- 1) Освещение РУВН и РУНН;
- 2) Отопление общеподстанционного пункта управления (ОПУ), отопление КРУ;
- 3) Обогрев приводов электрических аппаратов, шкафов управления, клеммных сборок;
- 4) Электроснабжение приводов: РПН силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, систем охлаждения силовых трансформаторов;
- 5) Информационно-измерительная система подстанции;
- 6) Электроснабжение бытовых потребителей подстанции.

В таблице 12 приведен состав потребителей собственных нужд ПС 110/10 кВ «Белоусово».

Таблица 12 – Состав потребителей собственных нужд ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт
1	2
Освещение ОРУ-110 кВ, КРУ-10 кВ, ОПУ	24,5
Отопление ОПУ, КРУ	50,2

Продолжение таблицы 12

1	2
Обогрев приводов высоковольтных выключателей, разъединителей, их шкафов управления и клеммных сборок	35,6
Электродвигатели приводов РПН и систем охлаждения силовых трансформаторов,	33,0
Привода выключателей, разъединителей,	22,2
Информационно-измерительная система	3,3
Низковольтная бытовая электрическая сеть	12,1
Суммарная нагрузка	180,9

Источником электроэнергии для потребителей собственных нужд подстанции служат трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Выполним выбор ТСН для рассматриваемой нами ПС. Определим необходимую мощность ТСН при помощи выражения (38):

$$S_{\text{ТСН}} = k_3 \cdot P_{\text{сумм}} \quad (38)$$

где $S_{\text{ТСН}}$ - полная расчетная мощность ТСН, кВА;

$P_{\text{сумм}}$ – суммарная активная мощность потребителей системы собственных нужд подстанции, кВт.

При помощи формулы (38) вычисляем необходимую мощность ТСН:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,7 \cdot 180,9 = 126,6 \text{ кВА}$$

По каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем в качестве ТСН трансформатор типа ТМГ-160/10.

8 Выбор оперативного тока для вторичных цепей ПС 110/10 кВ «Белоусово»

На электростанциях и подстанциях оперативный ток предназначен для питания вторичных цепей. Элементами вторичных цепей подстанций выступают: катушки реле, катушки приводов высоковольтных выключателей, разъединителей, устройств автоматики, такой АПВШ.

На старых подстанциях, как правило, используется система переменного оперативного тока. Это связано с тем, что в таком случае для организации питания вторичных цепей достаточно отдельной панели в РУНН ТСН. Системы постоянного оперативного тока использовались на электростанциях. Как правило, такая система сложнее, т.к. необходима организация зарядных двигателей-генераторов и аккумуляторных батарей и соответственно необходим квалифицированный персонал для обслуживания этих батарей.

В настоящее время в качестве источников постоянного тока используются зарядно-выпрямительные устройства (ЗВУ), основу которых составляет силовая электроника. Такие устройства значительно проще и долговечнее в эксплуатации в сравнении с двигателем-генератором. Современные аккумуляторные батареи не требуют обслуживания (доливки электролита, воды), соответственно обслуживающий персонал уже не требуется. С учетом развития системы постоянного оперативного тока на подстанциях целесообразно использовать постоянный оперативный ток. К тому же, использование постоянного тока аккумуляторных батарей делают систему вторичных цепей подстанции независимой от первичной цепи подстанции.

Таким образом на ПС 110/10 кВ «Белоусово» применим в качестве оперативного тока постоянный ток.

9 Релейная защита ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Основными защитами подстанции общего назначения являются [14]:

- 1) Дифференциальная защита силового трансформатора (ДЗТ);
- 2) Максимальные токовые защиты: силового трансформатора, отходящих линий (МТЗ);
- 3) Газовая защита силового трансформатора;
- 4) Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- 5) Токовая отсечка отходящих линий (ТО);
- 6) Автоматическое повторное включение шин (АПВШ) и другие защиты.

В рамках ВКР, мы рассчитаем МТЗ трансформатора, ДЗТ и защиту от перегрузки [15]. В качестве дополнительных сведений будем использовать [4].

9.1 Расчет минимальных и максимальных ТКЗ на сторонах ВН и НН силового трансформатора

Определим сопротивление силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН при помощи выражения (39):

$$x_{\text{т.мак}} = \frac{U_{\text{кмак}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{маквн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (39)$$

где $x_{\text{т.мак}}$ - сопротивление силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН, Ом;

$U_{\text{кмак}}$ - напряжение КЗ силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН, %.

Сопротивление трансформатора на максимальном ответвлении РПН:

$$x_{\text{т.мак}} = \frac{11,2}{100} \cdot \frac{126^2 \cdot 10^3}{16 \cdot 10^6} = 111,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН:

$$x_{\text{Т.МИН}} = \frac{U_{\text{КМИН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{МИНВН}}^2}{S_{\text{Т}}} \quad (40)$$

где $x_{\text{Т.МИН}}$ - сопротивление силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН, Ом;

$U_{\text{КМИН}}$ - напряжение КЗ силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН, %.

По выражению (40):

$$x_{\text{Т.МИН}} = \frac{9,2}{100} \cdot \frac{105^2 \cdot 10^3}{16 \cdot 10^6} = 63,4 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление энергосистемы:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМВН}}^2}{S_{\text{К}}^{(3)}} \quad (41)$$

При помощи формулы (41) вычисляем сопротивление энергосистемы:

$$x_{\text{С}} = \frac{115^2 \cdot 10^3}{400 \cdot 10^6} = 33,1 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление ВЛ, которая питает рассматриваемую нами ПС с помощью выражения (42):

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot l \quad (42)$$

С помощью формулы (42) определяем сопротивление ВЛ, которая питает рассматриваемую нами ПС:

$$x_{\text{Л}} = 0,43 \cdot 7,3 = 3,1 \text{ Ом}$$

Теперь с помощью формулы (43) определим ток КЗ силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН:

$$I_{\text{к.мак.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срвн}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{РПН}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{тмак}} + x_l)} \quad (43)$$

где $I_{\text{к.мак.ВН}}^{(3)}$ - ток КЗ силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН, кА.

С помощью формулы (43) вычисляем ток КЗ силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН:

$$I_{\text{к.мак.ВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (33,1 + 111,1 + 3,1)} = 0,41 \text{ кА}$$

Теперь с применением выражения (44) определим ток КЗ силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН:

$$I_{\text{к.мин.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срвн}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{РПН}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{тмин}} + x_l)} \quad (44)$$

где $I_{\text{к.мин.ВН}}^{(3)}$ - ток КЗ силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН, кА.

Применяя формулу (44) вычисляем ток КЗ силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН:

$$I_{\text{к.мин.ВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (33,1 + 63,4 + 3,1)} = 0,63 \text{ кА}$$

9.2 Расчет уставок токовой отсечки силового трансформатора

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Кmax}}^{(3)} \quad (45)$$

где $I_{\text{ТО}}$ – Ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора, кА;
 $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты, в расчете принимается равным 1,3.

По (45) получим:

$$I_{\text{ТО}} \geq 1,3 \cdot 0,41 = 0,53 \text{ кА}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.ТО}} \geq \frac{I_{\text{ТО}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.вн}}} \quad (46)$$

где $I_{\text{ср.ТО}}$ – ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора, А;
 $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы;
 $K_{\text{тт.вн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока РУВН.

По (46) получим:

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{530 \cdot 1,3}{20} = 3,4 \text{ А}$$

Принимаем $I_{\text{ср.то}} = 3,5 \text{ А}$.

Ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора при помощи выражения (47):

$$I_{\text{ТО.д}} \geq \frac{I_{\text{ср.то}} \cdot K_{\text{тт.вн}}}{K_{\text{сх}}} \quad (47)$$

где $I_{\text{ТО.д}}$ – действительный ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора, А.

По (47) получим:

$$I_{\text{ТО.д}} \geq \frac{3,5 \cdot 20}{1,3} = 538 \text{ А}$$

Тока двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН силового трансформатора:

$$I_{\text{Кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.мин.ВН}}^{(3)} \quad (48)$$

где $I_{\text{Кmin}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН силового трансформатора, А.

По (48) получим:

$$I_{\text{Кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,63 = 0,54 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки силового трансформатора при помощи выражения (49):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{ТО}}} \quad (49)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты.

Вычисляем коэффициент чувствительности токовой отсечки силового трансформатора по формуле (49):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,54}{0,53} = 1,3$$

Коэффициент чувствительности больше 1,2, следовательно, защита чувствительна.

9.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты силового трансформатора

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{пот}} \quad (50)$$

где $I_{\text{МТЗ}}$ – ток срабатывания МТЗ силового трансформатора, А;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса,

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле.

По (50) получим:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 92 = 180 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \quad (51)$$

По (51) получим:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{180 \cdot 1,3}{20} = 11,7 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания реле равным 12 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (52)$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{540}{11,7} = 46,1 > 1,5$$

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t \quad (53)$$

где $t_{\text{МТЗ}}$ - время срабатывания защиты МТЗ силового трансформатора, с;

t_{max} – максимальное время защит линий, отходящих от подстанции, с;

$t_{\text{МТЗ}}$ – время срабатывания защиты МТЗ-2, с;

Δt – ступень селективности, с.

Вычисляем время срабатывания защиты МТЗ силового трансформатора при помощи выражения (53):

$$t_{\text{МТЗ}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

9.4 Расчет уставки защиты от перегрузки на стороне 10 кВ подстанции

Уставка защиты от перегрузки:

$$I_{\text{п}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нн.ном}} \quad (54)$$

где $I_{\text{п}}$ – значение уставки защиты от перегрузки, А.

$I_{\text{нн.ном}}$ – номинальный вторичный ток силового трансформатора, А.

По (54) получим:

$$I_{п \geq \frac{1,2}{0,92}} \cdot 1007 = 1313 \text{ А}$$

9.5 Расчет уставки дифференциальной защиты

Относительное значение тока внешнего КЗ:

$$I_{KmaxK3.внеш}^* = \frac{I_{kmax}^{(3)}}{I_{номВН}} \quad (54)$$

где $I_{KmaxK3.внеш}^*$ - относительное значение тока внешнего КЗ, А.

По (54) получим:

$$I_{KmaxK3.внеш}^* = \frac{410}{92} = 4,4 \text{ А}$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} \cdot k_{в} \cdot I_{KmaxK3.внеш}^* \quad (55)$$

По (55) получим:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,92 \cdot 4,4 = 4,85$$

Принимаем значение уставки защиты равным 5 А.

Тока срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{диф} = \frac{I_{диф}}{I_{ном}} \cdot I_{номВН} \quad (56)$$

где $I_{\text{диф}}$ - действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки, А.

По (56) получим:

$$I_{\text{диф}} = 5 \cdot 92 = 460 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности з:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}} \quad (57)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{540}{460} = 3,07$$

Коэффициент чувствительности защиты больше 2, защита чувствительна.

Ток срабатывания ДЗТ-2:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{ск}} \quad (58)$$

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

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \quad (59)$$

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,8} = 65 \%$$

Дифференциальный ток приведенный к номинальному току:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \quad (60)$$

$$\frac{460}{92} = 5 \text{ о. е.}$$

Тормозной ток:

$$\frac{0,5 \cdot I_{д1}}{I_{ном}} \quad (61)$$

$$\frac{0,5 \cdot 460}{92} = 2,5 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2:

$$K_{ч} = \frac{\frac{I_{диф}}{I_{ном}}}{\frac{I_{д1}}{I_{ном}}} \quad (62)$$

$$K_{ч} = \frac{5}{2,5} = 2$$

Коэффициент чувствительности равен двум, минимальное значение равно двум.

В данном разделе выполнен расчет уставок релейной защиты ПС 110/10 кВ «Белосово». Уставка МТЗ составляет 12 А, уставка защиты от перегрузки на стороне 10 кВ подстанции составляет 1313 А.

10 Заземление и молниезащита ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Сначала проведем расчет заземления для ПС 110/10 кВ «Белоусово».

Выполним расчет для стороны 10 кВ. Расчет ведем с применением [9] и [10]. Согласно [9] «заземление на подстанциях и электростанциях является одним из наиболее важных аспектов электробезопасности».

Определим необходимое сопротивление заземлителя при помощи выражения (63):

$$R_3 = \frac{250}{I^{(1,1)}} \quad (63)$$

где R_3 - необходимое сопротивление заземлителя, Ом/

Рассчитываем необходимое сопротивление заземлителя по формуле (63):

$$R_3 = \frac{250}{130} = 1,92 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление грунта, на котором находится территория подстанции при помощи выражения (64):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_c \quad (64)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление грунта, Ом/м;

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

k_c – коэффициент спроса, принимается равным 1,1.

Рассчитываем сопротивление грунта, на котором находится территория подстанции по формуле (64):

$$\rho_{\text{расч}} = 55 \cdot 1,1 = 60,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя при помощи выражения (65):

$$R_B = 0,302 \cdot \rho_{\text{расч}} \cdot k_c \quad (65)$$

где R_B – сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя, Ом.

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по формуле (65):

$$R_B = 0,302 \cdot 60,5 \cdot 1,1 = 20,1 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных заземлителей при помощи выражения (66):

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} \quad (66)$$

где n_B – число вертикальных заземлителей.

Определяем число вертикальных заземлителей по формуле (66):

$$n_B = \frac{60,5}{0,7 \cdot 1,92} = 45,1$$

Принимаем число вертикальных заземлителей равным 45.

Определим длину соединительной полосы заземления при помощи выражения (67):

$$l_{\Pi} = n_B \cdot a \quad (67)$$

где l_{Π} – длина соединительной полосы заземления, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

Определяем длину соединительной полосы заземления по формуле (67):

$$l_{\Gamma} = 45 \cdot 1 = 45 \text{ м}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя при помощи выражения (68):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0} \quad (68)$$

где R_{Γ} - сопротивление растеканию горизонтального заземлителя, Ом·м;

l_{Γ} – длина горизонтального заземлителя, м;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по формуле (68):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 60,5}{45} \cdot \lg \frac{2 \cdot 1^2}{75 \cdot 10^{-3} \cdot 2} = 1,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции при помощи выражения (69):

$$R'_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (69)$$

где R'_{Γ} – действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции, Ом;

η_{Γ} – коэффициент использования.

Определяем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции с учетом коэффициента использования по формуле (69):

$$R'_Г = \frac{1,1}{0,7} = 2,6 \text{ Ом}$$

Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции определяется при помощи выражения (70):

$$R'_В = \frac{R'_Г \cdot R_3}{R'_Г - R_3} \quad (70)$$

где $R'_В$ – уточненное значение сопротивления растеканию вертикального заземлителя на подстанции, Ом.

Рассчитываем уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции по формуле (70):

$$R'_В = \frac{2,6 \cdot 1,92}{2,6 - 1,92} = 3,1 \text{ Ом}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции определяется при помощи выражения (71):

$$n'_В = \frac{R_В}{\eta_В \cdot R'_В} \quad (71)$$

где $n'_В$ – уточненное количество вертикальных заземлителей.

Рассчитываем уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции по формуле (71):

$$n'_В = \frac{20,1}{0,7 \cdot 3,1} = 40,4$$

Принимаем число заземлителей на стороне 10 кВ ПС 110/10 кВ «Белоусово» равным 40.

На стороне 110 кВ подстанции расчет заземления выполняется аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Уточненные сведения о сопротивлениях растекания вертикальных и горизонтальных заземлителей, а также о числе вертикальных заземлителей

Сторона 110 кВ			Сторона 10 кВ		
R_B	R_r	n_B	R_B	R_r	n_B
1	2	3	4	5	6
8,2	6,1	70	3,1	2,6	40

Теперь выполним расчет молниезащиты.

Определим зону защиты одиночного стержневого молниеотвода при помощи выражения (72):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (72)$$

где r_x – радиус защиты на высоте защищаемого сооружения, м;

r_0 – радиус защиты на уровне земли, м;

h_0 – высота вершины конуса молниеотвода, м

h_x – высота защищаемого сооружения, м

Рассчитываем зону защиты одиночного стержневого молниеотвода по формуле (72):

$$r_x = \frac{24 \cdot (16 - 6)}{16} = 15 \text{ м}$$

На территории РУВН принимаем к установке на ПС 110/10 кВ «Белоусово» 12 молниеотводов высотой 15 м каждый.

Заключение

В ВКР выполнен проект реконструкции ПС 110/10 кВ «Белоусово». Представлен расчет электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Белоусово». Исходными данными для расчета электрических нагрузок выступают мощности существующих силовых трансформаторов подстанции, а также существующий график электрических нагрузок потребителей, подключенных к шинам подстанции. Выходными данными является актуализованный график электрических нагрузок подстанции и актуализированное значение полной мощности подстанции. В дальнейшем результаты расчета электрических нагрузок используются для выбора типа и мощности силовых трансформаторов.

Выполнен выбор силовых трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Белоусово». Выбран силовой трансформатор типа ТДН-16000/110 разработки и производства ООО «Тольяттинский Трансформатор», г. Тольятти, в количестве двух единиц. Основанием для выбора служат результаты технико-экономического расчета, приведенные в таблице 5. Далее выбрана принципиальная электрическая схема для ПС 110/10 кВ «Белоусово». Выбрана стандартная электрическая схема 110-7, ввиду ее большей надежности по сравнению со схемой 110-4Н по которой была построена рассматриваемая нами подстанция до реконструкции.

Следующим действием выступает расчет ТКЗ. Результаты этого расчета выступают входными данными для выбора электрических аппаратов, таких как высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и так далее. Далее выполнен выбор электрических аппаратов: высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, высоковольтных предохранителей. Выбор указанных электрических аппаратов основан на двух предыдущих расчетах: расчете электрических нагрузок, а также на основе расчетов ТКЗ. Все электрические аппараты класса напряжения 110 кВ разработки и производства ОАО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург, электрические аппараты класса

напряжения 10 кВ разработки и производства АО «Электрощит-Самара», г. Самара. В этом же разделе выбран тип ошиновки РУВН подстанции по критерию длительно допустимого тока нагрева. Выбрана гибкая ошиновка на основе сталеалюминиевого провода марки АС. Ошиновка проверена по условиям возникновения коронного разряда, коронный разряд вокруг шин не возникает.

Определен состав потребителей системы собственных нужд ПС 110/10 кВ «Белоусово». Исходя из этих данных, рассчитана совокупная мощность потребителей собственных нужд рассматриваемой подстанции и затем выполнен выбор ТСН типа ТМГ-160/10 разработки и производства ООО «Тольяттинский Трансформатор», г. Тольятти.

Выполнен выбор системы оперативного тока. Принято решение об использовании системы постоянного оперативного тока ввиду того, что в настоящее время эксплуатация такой системы значительно проще чем в прошлом, а также такая система может работать автономно, независимо от энергосистемы, в отличие от системы переменного оперативного тока.

Выполнен расчет и выбор релейной защиты для ПС 110/10 кВ «Белоусово». Просчитаны: токовая отсечка силового трансформатора, максимальная токовая защита силового трансформатора, дифференциальная защита трансформатора, защита от перегрузки отходящих от ПС линий класса напряжения 10 кВ. По результатам расчета можно утверждать, что выбранные согласно расчету защиты, смогут полноценно обеспечить защиту оборудования подстанции 110/10 кВ «Белоусово».

Заключительным этапом стал расчет заземления и молниезащиты подстанции 110/10 кВ «Белоусово». В результате расчета заземления ПС, необходимо 40 вертикальных заземлителей на стороне 10 кВ ПС, и 70 вертикальных заземлителей на стороне 110 кВ ПС.

Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «Белоусово». В результате расчета молниезащиты для обеспечения безопасности электрооборудования и эксплуатирующего персонала от поражения молнией

на территории объекта реконструкции необходимо 12 молниеотводов высотой 15 метров каждый.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы направленной на разработку проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Белоусово» использовались актуальные стандарты, методики, каталоги оборудования и нормы в области проектирования объектов электросетевого хозяйства, действующие на территории Российской Федерации. Все выбранное высоковольтное, защитное и низковольтное оборудование, необходимое для проведения реконструкции понизительной подстанции 110/10 кВ «Белоусово» отвечает современным нормам безопасности при этом выбранное оборудование позволяет сделать эксплуатацию подстанции комфортной для персонала и повысить надежность электроснабжения потребителей питаемого района.

Список используемых источников

1. ГЖИК.641200.109РЭ. Предохранители высоковольтные серии ПКТ и токоограничивающие патроны типа ПТ. Курск. 2020.
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Москва. 2007.
3. Ерошенко С.А. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2019. 108 с.
4. Захаров В.А. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Екатеринбург: УрФУ, 2018, 236 с.
5. Земцов А.И. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учебное пособие. Самара: СамГТУ, 2015. 102 с.
6. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. Екатеринбург: УрФУ, 2018, 196 с.
7. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2017, 146 с.
8. Кузнецов Ф.Д. Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения: учебное пособие. Москва: НЦ ЭНАС, 2016. 201 с.
9. Наедин В.Ф. Релейная защита и автоматика: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2015, 98 с.
10. Наумова Т.В. Расчет защитного заземления: учебное пособие. Москва: МГТУ, 2010, 21 с.
11. Петухов С.В. Расчёт заземляющего устройства: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2011, 22 с.
12. Пилипенко О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебное пособие. Оренбург: ОГУ, 2003. 15 с.
13. Салтыкова О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2007, 47 с.

14. Сипайлова Н.Ю. Электрические и электронные аппараты: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2014. 236 с.
15. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2007. 88 с.
16. СТО 56947007 29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Москва. 2007.
17. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации. Москва. 2011.
18. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Стандарт организации. Москва. 2010.
19. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.
20. Яковлев В.Н. Разъединители высоковольтные и приводы. Самара: СамГУПС, 2003. 35 с.
21. Dadfar S. Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №131, 2021. P. 107-115
22. Dessouky S.S. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №126, 2021. P. 2221-2233
- 25 Hussain S. Vulnerabilities and countermeasures in electrical substations. International Journal of Critical Infrastructure Protection, №33, 2021. P. 100-108.
23. Ming Z. A novel series switch module in high-voltage applications. Fusion Engineering and Design, №146, 2019. P. 2618-2623

24. Qun Q. Sliding mode controller-based switched-capacitor-based high DC gain and low voltage stress DC-DC boost converter for photovoltaic applications. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, №125, 2019. p. 1501-1510.