

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)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
35/6 кВ «Заря»

Студент

В.Ю. Севрюгин

(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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы представлен расчет проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 «Заря» кВ. Выполнен анализ оборудования подстанции. Определено расположение и нагрузки подстанции. В результате получено, что необходимо выполнить замену силовых трансформаторов по причине перегрузки подстанции и отсутствию свободной трансформаторной мощности. Выполнен выбор силовых трансформаторов типа ТМН 6300/35/6. Представлен расчет токов короткого замыкания и выбрано соответствующее оборудование подстанции 35/6 кВ. Оборудование выбрано согласно схемы ОРУ 35 кВ типа – «35-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», а для стороны 6 кВ соответственно схемы – одна секционированная система шин. Для учета и измерений на подстанции выбраны соответствующие приборы. Представлен расчет системы собственных нужд подстанции после реконструкции. Для защиты подстанции от ударов молнии выполнен расчет системы молниезащиты подстанции. Представлен расчет заземления.

Пояснительная записка содержит 54 страницы, 15 таблиц и 5 рисунков. Графическая часть приложена шестью чертежами формата А1. Список использованных источников представлен 25 наименованиями, в том числе пять из них на иностранном языке.

ABSTRACT

In the introduction to the bachelor thesis the main goal and main problems are given. Bachelors thesis consists of 11 sections, which are divided according to the main goal – to upgrade the substation capacity and made the customers electric power supply more efficient.

The first problem is solved through the first and second sections of bachelors thesis where the analysis of substation equipment is made and power consumption are calculated. The obtained results are used for solving the second problem.

The third section designed to the power transformers selection. To solve this problem two variants of different types of power transformers are compared. The result of calculations show us that the best variant is to install two power transformers of 6.3 MVA capacity.

The results of the third section are used in the fourth section, where the short circuit currents are calculated. Short circuit currents calculating is needed for power high voltage equipment selection. As a result the high voltage switching devices, current transformers and voltage transformers, disconnecting device, fuses, auxiliary transformers and relay protection devices were selected.

In the tenth and eleventh sections of bachelors' thesis the lightning protection system and grounding systems are designed.

The result of bachelor thesis is a project of substation retrofit, which could be used on practice.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Краткая характеристика объекта	7
2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции	9
3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции	14
4 Главная электрическая схема подстанции.....	21
5 Расчет токов короткого замыкания	23
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	27
7 Собственные нужды подстанции	34
8 Система учета и измерений подстанции.....	36
9 Релейная защита подстанции	37
10 Заземление подстанции	46
11 Молниезащита	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	52

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетической отрасли напрямую связано с развитием промышленных отраслей народного хозяйства. Развитие регионов без осуществления качественного и надёжного электроснабжения невозможно. Поэтому в настоящее время широко стоит вопрос с повышением качества и надёжности электроснабжения районов, питаемых подстанциями, построенными в 60-70-ых годах 20 века, а также строительством новых подстанций, для электроснабжения новых потребителей.

В настоящее время электроэнергетическая отрасль столкнулась с огромным количеством нововведений. Бурное развитие современных микропроцессорных технологий, а также появление новых изоляционных и усовершенствованных конструкционных и электротехнических материалов, в совокупности с развитием технологического прогресса и совершенствованием технологий производства, позволило использовать в строительстве подстанций, новые современные унифицированные технологии.

Большинство строящихся и вновь реконструируемых подстанций имеют достаточно простые и наглядные главные электрические схемы. Однако при этом усложняются схемы сбора, передачи и обработки информации.

Устаревшие электромеханические и электронные устройства защиты заменяются современными микропроцессорными. При этом на подстанциях увеличивается число датчиков и измерителей параметров оборудования и электрических сетей. Это дает, с одной стороны возможность внедрения дистанционного управления объектами электроэнергетики и переключениями, но с другой стороны ставит перед проектировщиками подстанций задачи по интеграции современного оборудования в существующие электрические схемы и компоновки оборудования на распределительных устройствах подстанций.

При проектировании электрической части подстанции, вне зависимости от того, новая это подстанция или реконструируемая, необходимо ис-

пользовать нормативно техническую документацию, а также стандарты организаций – Россети, где подробно отражены все требования, предъявляемые к современным объектам – подстанциям.

В свою очередь крупные производители оборудования, пытаются унифицировать проекты оборудования и облегчить возможность быстрой реконструкции объектов, выпускают оборудование, предназначенное для ретрофита подстанций.

Все эти моменты необходимо учитывать при выполнении выпускной квалификационной работы, направленной на реконструкцию электрической части понизительной подстанции.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение мощности подстанции за счет реконструкции электрической части с заменой силовых трансформаторов и высоковольтного оборудования.

Задачи, которые необходимо решить для достижения поставленной цели выпускной квалификационной работы:

1. Анализ текущего состояния подстанции и загрузки силовых трансформаторов
2. Определение оптимальной мощности силовых трансформаторов и выбор типа и марки трансформаторов подстанции
3. Выбор оборудования подстанции после замены силовых трансформаторов.

При выполнении выпускной квалификационной работы, необходимо пользоваться современными видами оборудования, методиками выбора оборудования и методами инженерного проектирования.

1 Краткая характеристика объекта

Объектом реконструкции является понизительная подстанция 35/6 кВ «Заря». Подстанция «Заря» была введена в эксплуатацию, согласно данным эксплуатирующей организации, в 1971 году. Подстанция находится в Свердловской области, в черте города Невьянска. Потребителями подстанции «Заря» 35/6 кВ являются различные потребители, мелкие промышленные объекты, коммунально-бытовая нагрузка, а также административные здания.

В настоящее время на подстанции «Заря» установлено два силовых трансформатора напряжением обмоток 35/6 кВ. Мощность установленных трансформаторов составляет 4 МВА, что недостаточно для подключения новых потребителей. При этом ресурс силовых трансформаторов исчерпан, и их перегрузочная способность не позволяет работать в аварийном режиме, с коэффициентом допустимой аварийной перегрузки 1,4. Поэтому в работе необходимо выполнить расчет электрических нагрузок и на основании полученных результатов выбрать мощность силовых трансформаторов после реконструкции.

Схема подстанции включает в себя масляные баковые выключатели, разъединители с ручным приводом, силовые и измерительные трансформаторы, комплектное распределительное устройство. Подстанция построена по схеме 4Н два блока с неавтоматической перемычкой. При реконструкции подстанции предлагается рассмотреть вариант по изменению схемы на 5АН, что позволит повысить надежность питания потребителей энергорайона и повысить скорость выполнения переключений.

При реконструкции подстанции необходимо учитывать климатическое исполнение устанавливаемого оборудования, а также требования нормативных документов ПАО «Россети». При выполнении проекта реконструкции, выбор оборудования необходимо выполнять на основании открытых источников, каталогов производителей оборудования, преимущественно российского производства. Это необходимо для повышения ремонтно-пригодности

подстанции, а также для снижения затрат на реконструкцию объекта - подстанции «Заря» 35/6 кВ. При реконструкции не предлагается перевод подстанции на более высокий класс напряжения, так как это потребует капитальной реконструкции сетей энергорайона.

Выводы по разделу 1

1. Представлена краткая характеристика объекта реконструкции, подстанции 35/6 кВ «Заря»;
2. Проанализировано оборудование, установленное на подстанции в настоящее время.
3. Определены направления и требования к реконструкции подстанции.

2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 4 МВА каждый. Для определения требуемой мощности силового трансформатора и оценки текущей загрузки силовых трансформаторов выполним расчет нагрузок.

Установленная мощность трансформатора определяется как допустимая мощность, с учетом того что на подстанции установлено два силовых трансформатора, номинальный коэффициент загрузки каждого должен быть равен 0,7, тогда установленная мощность одного трансформатора:

$$S_{уст} = S_{ном} \cdot 0,7 \quad (2.1)$$

где $S_{уст}$ – установленная мощность трансформатора, МВА;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, определяется по паспорту трансформатора, МВА.

Рассчитаем по выражению (2.1) установленную мощность трансформатора подстанции:

$$S_{уст} = S_{ном} \cdot 0,7 = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ МВА.}$$

Таким образом для рассматриваемой подстанции, ее установленная мощность будет равна:

$$S_{уст\text{ ПС}} = S_{уст} \cdot n = 2,8 \cdot 2 = 5,6 \text{ МВА}$$

где n - число трансформаторов на подстанции, шт.

По данным эксплуатирующей организации текущая загрузка подстанции составляет 122,3% от установленной мощности, т.е. превышает на 23%. Определим значение полной мощности подстанции:

$$S_{\max ПС} = S_{\text{уст}ПС} \cdot 1,23 = 5,6 \cdot 1,23 = 6,88 \text{ МВА}$$

Определим коэффициент загрузки каждого трансформатора по выражению:

:

$$k_3 = \frac{S_{\max ПС}}{S_{\text{ном}} \cdot n} \quad (2.2)$$

Тогда во выражению (2.2) для рассматриваемой подстанции коэффициент загрузки равен:

$$k_3 = \frac{6,88}{4 \cdot 2} = 0,86.$$

Полученное значение коэффициента загрузки в номинальном режиме $k_3 = 0,86$ превышает нормируемый показатель 0,7. Поэтому можно считать, что трансформатор на подстанции работает с перегрузкой. На подстанции отсутствует резерв мощности для подключения потребителей. Необходимо рассмотреть возможность установки более мощных трансформаторов на подстанции.

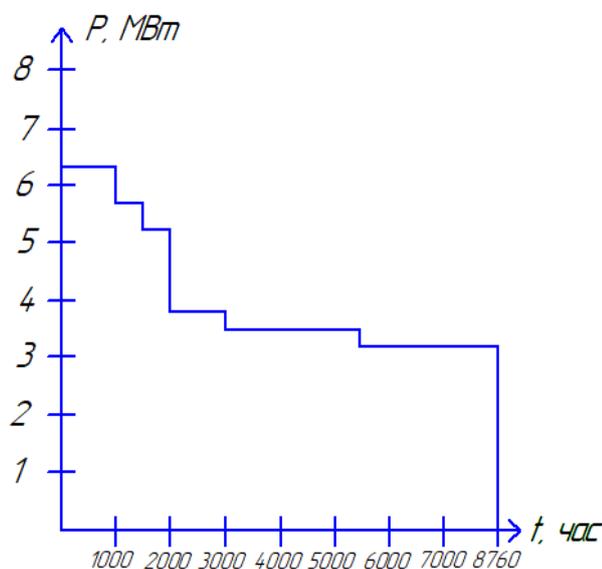


Рисунок 1 - Годовой график активной мощности

Годовое потребление электрической энергии согласно графика, представленного на рисунке 1 определим по выражению:

$$W_{nc} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (2.3)$$

где W_{nc} - годовое потребление электрической энергии, МВт·ч;

P – активная мощность на i -ой ступени годового графика нагрузки подстанции, МВт;

t_i – длительность i -ой ступени годового графика нагрузки подстанции, ч.

Результаты расчета представим в табличной форме в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет потребления электрической энергии

i	t_i , ч	W_i , МВт·ч
1	1000	6200
2	500	2860
3	500	2640
4	1000	3960
5	2500	8800
6	3260	13121
W_{nc} , МВт·ч	37581	

Продолжительность максимальной нагрузки на подстанции согласно годового графика определяется по выражению (2.5):

$$T_M = \frac{W_{nc}}{P_{\max}} \quad (2.5)$$

где P_{\max} – максимальное значение активной мощности согласно годового графика принимается для первой ступени $i=1$, МВт.

Определим значение для заданного графика по выражению (2.5):

$$T_M = \frac{37581}{6,88} = 5462,35 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения годового графика определяется по выражению (2.6):

$$k_{зан} = \frac{T_M}{T_{Г}} \quad (2.6)$$

где $T_{Г}$ - число часов в году, принимается равным 8760 ч.

Коэффициент заполнения годового графика согласно выражению (2.6):

$$k_{зан} = \frac{5462,35}{8760} = 0,6235$$

Построим годовой график полной мощности подстанции, для этого используем выражение для определения соответствующей мощности каждой ступени:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi} \quad (2.7)$$

Расчетные значения полной мощности на каждой ступени годового графика представлены на в таблице 2

Таблица 2 – Расчетные значения полной мощности

i	t_i , ч	S_i , МВА
1	1000	7,0
2	500	6,5
3	500	6,0
4	1000	4,5
5	2500	4,0
6	3260	3,5

По данным таблицы 2 построим годовой график полной мощности представленный на рисунке 2.

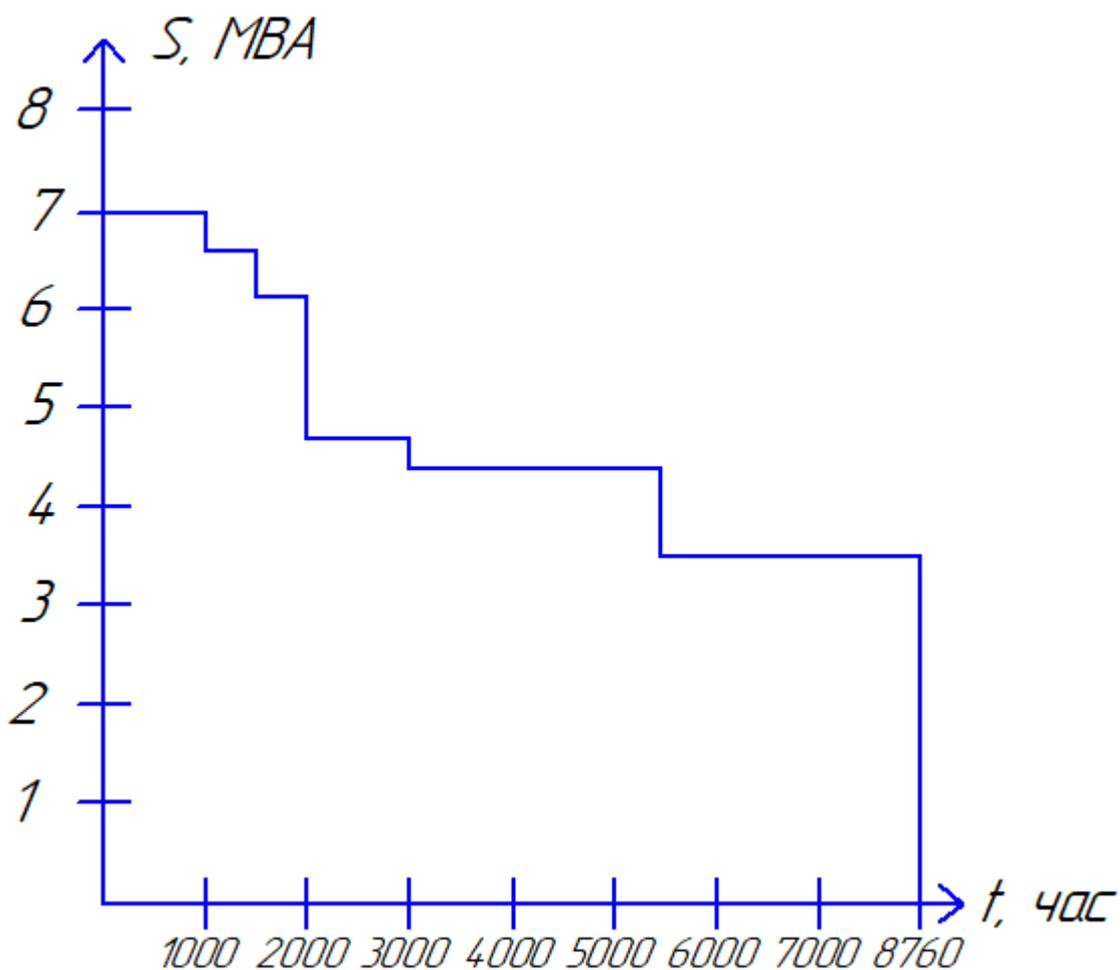


Рисунок 2 - Годовой график полной мощности

Выводы по разделу 2

1. Построены годовые упорядоченные графики нагрузок полной и активной мощности для подстанции «Заря» 35/6 кВ;
2. Выполнен расчет показателей годового графика нагрузок подстанции «Заря» 35/6 кВ.

3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции

После определения нагрузки подстанции необходимо выбрать число и мощность силовых трансформаторов. Для установки на подстанции примем число силовых трансформаторов равное 2. Такое число трансформаторов использовалось до реконструкции. Установка силовых трансформаторов больше двух на подстанциях не целесообразно. Большее число трансформаторов обычно устанавливается на электростанциях, либо на подстанциях промышленных предприятий с большими показателями потребления мощности или высокими требуемыми показателями надежности.

Для выбора мощности трансформатора определим минимально допустимое значение по выражению:

$$S_{mp} = \frac{S_{\max PC} \cdot K_{I-II}}{1,4(n-1)} \quad (3.1)$$

где S_{mp} - минимально необходимое значение номинальной мощности трансформатора, МВА;

$S_{\max PC}$ - полная мощность подстанции, определена в разделе 2 ВКР, МВА;

K_{I-II} - коэффициент участия потребителей 1 и 2 категории надёжности электроснабжения в нагрузке;

n - число устанавливаемых на подстанции трансформаторов.

Минимально необходимая мощность трансформатора по выражению (3.1):

$$S_{mp} = \frac{6,88 \cdot 0,9}{1,4(2-1)} = 4,5 \text{ МВА}$$

Согласно полученному минимально необходимому значению мощности $S_{mp} = 4,5$ МВА, по каталогам производителей подберем два силовых трансформатора с мощностями выше расчетного значения S_{mp} , выбранные трансформаторы занесем в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбранные силовые трансформаторы

Марка силового трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт
		ВН	НН		
ТМН	6,3	35,0	6,3	7,6	46,5
ТМН	10,0	35,0	6,3	12,0	60,0

Проведем расчет первого трансформатора.

Необходимо определить приведенные потери мощности двухобмоточного трансформатора по выражению (3.2):

$$P_m = P_x + \kappa_3^2 + P_\kappa \quad (3.2)$$

где P_x – приведенные потери холостого хода, кВт;

κ_3 - коэффициент загрузки обмоток трансформатора;

P_κ – приведенные потери короткого замыкания обмоток трансформатора, кВт;

Приведенные потери холостого хода определяются по выражению (3.3):

$$P_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

где ΔP_x – паспортное значение потерь холостого хода, кВт;

κ_{un} – коэффициент изменения реактивных потерь;

Q_x – намагничивающая мощность, квар.

Определим по выражению (3.3):

$$P_x = 7,6 + 0,05 \cdot 31,5 = 9,17 \text{ кВт}$$

Потери мощности КЗ определяются по выражению (3.4):

$$P_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k \quad (3.4)$$

где ΔP_k – паспортное значение потерь короткого замыкания, кВт

Q_k – потери реактивной мощности, квар.

По выражению (3.4) получим:

$$P_k = 46,5 + 0,05 \cdot 661,5 = 79,57 \text{ кВт}$$

Теперь подставив значения, полученные по выражениям (3.3) и (3.4) в выражение (3.2) получим:

$$P_m = 9,17 + 1,09^2 + 79,57 = 89,92 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформатора определяется как

$$S_{\text{эпс}} = S_{\text{номт}} \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} \quad (3.5)$$

По выражению (3.5) получим:

$$S_{\text{эпс}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{9,17}{91,80}} = 2,815 \text{ МВТ}$$

Потери электроэнергии на подстанции определяются по выражению (3.6):

$$\Delta W_{nc} = \sum n \cdot P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} P_k \cdot \kappa_3^2 \cdot T_i \quad (3.6)$$

По выражению (3.6) необходимо выполнить расчет по каждой ступени годового графика нагрузок представленного на рисунке 2. Выполним расчет для первой ступени:

$$W_{nc1} = 2 \cdot 9,17 \cdot 1000 + \frac{1}{2} \cdot 79,57 \cdot 1,09^2 \cdot 1000 = 65602 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Далее выполним расчет для каждой ступени, результаты представим в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе ТМН 6300

T_i	κ_3	ΔW_{nci} , кВт·ч
1000	1,09	65602
500	1,03	30273
500	0,95	27120
1000	0,71	38393
2500	0,63	85321
3260	0,55	129390
Суммарное значение потерь ΔW_{nc}		376099

Стоимость потерь определяется по выражению (3.7):

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} \quad (3.7)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость кВт·ч электрической энергии, примем равным 0,74.

Тогда

$$I_{\text{э}} = 376099 \cdot 0,74 = 278313 \text{ руб}$$

Значение величины приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_o + I_{\text{э}} \quad (3.10)$$

где E_n – коэффициент дисконтирования;

K – стоимость оборудования подстанции;

I_o – годовые амортизационные отчисления;

Определим годовые амортизационные отчисления по выражению:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (3.11)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 8000000 = 752000 \text{ руб}$$

Тогда по выражению (3.10) получим:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8000000 + 752000 + 278313 = 1354546 \text{ руб}$$

Выполним расчет для варианта с трансформаторами ТМН 10000.

Приведенные потери холостого хода по выражению (3.3):

$$P_x = 12,0 + 0,05 \cdot 45,0 = 14,25 \text{ кВт}$$

Потери мощности КЗ по (3.4):

$$P_{\kappa} = 60,0 + 0,05 \cdot 1050 = 112,5 \text{ кВт}$$

Приведенные потери мощности по (3.2):

$$P_m = 14,25 + 0,69^2 + 112,5 = 127,22 \text{ кВт}$$

По (3.5) определим экономическую мощность подстанции:

$$\cdot S_{\text{эПС}} = 10000 \sqrt{2(2-1) \frac{14,25}{112,5}} = 5033 \text{ кВА}$$

Потери электрической энергии по (3.6), по аналогии с трансформатором ТМН 6300 занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе ТМН-10000

T_i	κ_3	ΔW_{nci} , кВт·ч
1000	0,69	55280
500	0,65	26132
500	0,6	24375
1000	0,45	39890
2500	0,4	93750
3260	0,35	51854
Суммарное значение потерь ΔW_{nc}		291281

По выражению (3.7) стоимость годовых потреб электрической энергии:

$$I_{\text{э}} = 291281 \cdot 0,74 = 215547 \text{ руб}$$

Определим годовые отчисления на амортизацию и ремонт трансформаторов по формуле (3.11):

$$I_o = 0,094 \cdot 10000000 = 940000 \text{ руб}$$

Значение величины приведенных затрат по (3.10):

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 10000000 + 940000 + 215547 = 1673332 \text{ руб.}$$

К установке на подстанции принимаем первый вариант с трансформатором типа ТМН-6300/35/6.

Выводы по разделу 3

1. Определено два варианта установки силовых трансформаторов на подстанции «Заря» 35/6 кВ после реконструкции;
2. Выполнен технико-экономический расчет вариантов установки силовых трансформаторов;
3. Выбран оптимальный вариант установки силовых трансформаторов на подстанции. Критерием оптимального выбора являлось величина приведенных затрат. К установке на подстанции принят вариант с двумя силовыми трансформаторами типа ТМН-6300/35/6.

Распределение нагрузки между секциями должно быть выполнено равномерно. Вводные выключатели на каждую секцию должны быть выбраны с учетом допустимой сорокапроцентной аварией перегрузки трансформаторов. Секционный выключатель должен также обеспечивать режим максимальной нагрузки по номинальному току. Выключатели отходящих линий должны выбираться по меньшему значению номинального тока чем секционный и вводные выключатели.

Выводы по разделу 5

1. Определена, согласно нормативным документам типовая схема подстанции после реконструкции.
2. Для ОРУ 35 кВ выбрана схема 35-5АН, которая используется для тупиковых подстанций;
3. Для распределительного устройства низкого напряжения выбрана типовая схема - одна секционированная выключателем система шин.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполняется согласно методике, представленной в [15,18,20]. Расчет выполняется для уровня напряжения выше 1000 В, поэтому при составлении схем замещения учитываются только индуктивные сопротивления элементов.

5.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Для расчета трехфазного тока короткого замыкания необходимо составить схему замещения и расчетную схему. Расчетная схема представлена на рисунке 4. При составлении расчетной схемы принято во внимание, что трансформаторы на подстанции работают раздельно, на стороне 35 кВ переключатели не замкнуты, на стороне 6 кВ секционный выключатель разомкнут. Данный режим является нормальным и может быть использован для расчета значений токов короткого замыкания. Включение трансформаторов на параллельную работу, вызовет рост токов короткого замыкания, однако данный режим не применяется на подстанции в нормальной работе. Используя расчетную схему необходимо составить схему замещения, схема замещения для расчета трехфазных токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.

Сопротивление энергосистемы:

$$x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (5.1)$$

где S_k – мощность трехфазного КЗ, МВА;

S_6 – базовая мощность, МВА

По выражению (5.1) получим:

$$x_c = \frac{1000 \cdot 10^3}{3550 \cdot 10^3} = 0,281 \text{ о.е.}$$

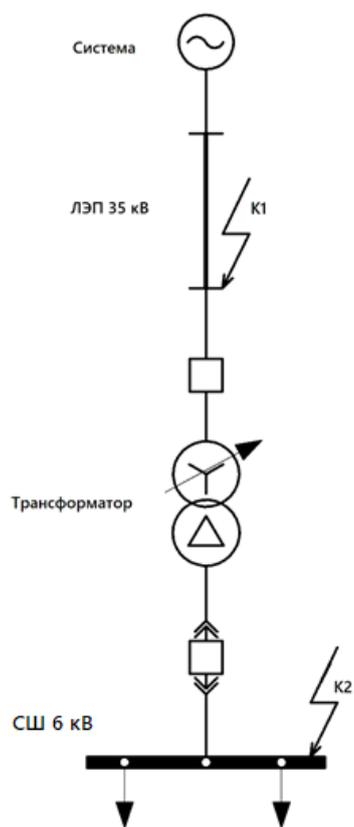


Рисунок 4 - Расчетная схема для трехфазных токов короткого замыкания

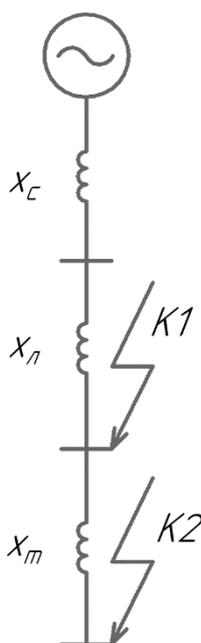


Рисунок 5 - Схема замещения

Реактивные сопротивление трансформатора:

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ\Gamma}} \quad (5.2)$$

По выражению (5.2) получим:

$$X_{\GammaВН} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{6300 \cdot 10^3} = 0,011 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} \quad (5.3)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии, км;

По выражению (5.3) получим:

$$x_{л} = 0,3 \cdot 46 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{(37 \cdot 10^3)^2} = 9,31 \text{ о.е.}$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (5.4)$$

По выражению (5.4) для стороны ВН получим:

$$I_{\deltaВН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10^3} = 15,62 \text{ кА}$$

По выражению (5.4) для стороны НН получим:

$$I_{\deltaНН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 91,74 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{б} \quad (5.5)$$

По выражению (5.5) для стороны ВН получим:

$$I_{п0В} = \frac{1}{9,60} \cdot 15,62 = 1,62 \text{ кА}$$

По выражению (5.5) для стороны НН получим:

$$I_{п0Н} = \frac{1}{9,60} \cdot 91,74 = 9,55 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (5.6)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

По выражению (5.6) для стороны ВН получим:

$$i_{удВ} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,11 \text{ кА}$$

По выражению (5.6) для стороны НН получим:

$$i_{удН} = \sqrt{2} \cdot 9,55 \cdot 1,9 = 25,58 \text{ кА}$$

Выводы по разделу 5

1. Выполнен расчет токов короткого замыкания. Результаты расчетов необходимо использовать при выборе соответствующего коммутационного и высоковольтного оборудования.

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

6.1 Выбор марки проводов для ВЛ и числа отходящих линий

В данном подпункте проводится расчет числа отходящих линий по стороне 10 кВ и соответственно определения числа ячеек в КРУ 10 кВ реконструируемой подстанции.

Определим число отходящих линий от КРУ 10 кВ по длительно допустимому току.

Определим номинальный ток нагрузки линии по выражению (6.1):

$$I_{\text{нл}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.1)$$
$$I_{\text{нл}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578,5 \text{ А}$$

Теперь определим число отходящих линий от подстанции по формуле (6.2):

$$n_{\text{л}} = \frac{I_{\text{нл}}}{I_{\text{ож}}} \quad (6.2)$$

$n_{\text{л}}$ – число отходящих линий от подстанции;

$I_{\text{ож}}$ – ожидаемый ток в линии, А

$$n_{\text{л}} = \frac{578,5}{50} = 11,6$$

Округлим полученное значение числа отходящих линий в большую сторону, таким образом получим $n_{\text{л}} = 12$ шт.

Определим сечение проводов отходящих линий по формуле (6.3):

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{эк}}} \quad (6.3)$$

$J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², принимается равной 1 согласно ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 часов в год;

S – сечение провода, мм^2 .

$$S = \frac{50}{1} = 50 \text{ мм}^2$$

Для монтажа на отходящих линиях 6 кВ принимаем провод АС-50.

Принимаем число отходящих линий от подстанции равным 12.

6.2 Выбор выключателей

Выключатели выбираются по параметрам:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Отключающей способности;
- Термической стойкости.

Определим апериодическую составляющую ТКЗ которую способен выдержать рассматриваемый выключатель по формуле (6.4):

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{откл. ном}} \quad (6.4)$$

где $\beta_{\text{нор}}$ – нормативный коэффициент апериодической составляющей тока КЗ;

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

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 \cdot 10^3 = 14100 \text{ А}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_T^2 \cdot t_T \quad (6.5)$$

I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – время протекания тока термической стойкости, с.

$$B_k = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 1875 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем вакуумные выключатели ВВН-СЭЩ-35 для установки на ОРУ 35 и выключатели ВВУ-СЭЩ-10 в распределительном устройстве 10 кВ. Выбранные выключатели представлены в таблице 6.

Проведем расчет для выключателя ВВУ-СЭЩ-10 выбран по выражениям (6.4) и (6.5):

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 4,11 \cdot 10^3 = 2318 \text{ А}$$

$$B_k = (4,11 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 51 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 6 – Параметры выбранных выключателей производства «Самарский Электроцит»

Марка	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{откл.},$ $I_{ном}$ кА	$i_{a,ном},$ кА	B_k	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{откл.},$ $I_{ном}$ кА	$i_{a,ном},$ кА	B_k
ВВН	35	94,5	4,11	2,3	$51 \cdot 10^6$	35	1000	25	14,1	$1875 \cdot 10^6$
ВВУ	10	346,82	15,35	8,6	$706 \cdot 10^6$	10	1000	20	11280	$3600 \cdot 10^6$

6.3 Выбор разъединителей

Выбор выполним согласно [1] по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Электродинамической стойкости;
- Термической стойкости;
- Конструкции и роду установки.

Все значения были определены ранее в п 6.1 для выключателей. На стороне 10 кВ выбор разъединителей не производится согласно схеме выбранной в п.4. Параметры разъединителей представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры разъединителей РГП-СЭЦ-35

Расчетные значения			
$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{эс},$ кА	$B_{к}$
35	94,5	4,11	$50 \cdot 10^6$
Паспортные значения			
$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{эс},$ кА	$B_{к}$
35	1000	50	$7500 \cdot 10^6$

6.4 Выбор трансформаторов тока

Выбор выполним по следующим параметрам, выбор представлен в таблице 8:

- По номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Электродинамической стойкости;
- Термической стойкости;
- Конструкции и классу точности;
- Вторичной нагрузке

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока

Тип	Паспортные значения					Расчетные значения				
	$I_{ном1},$ А	$I_{ном2},$ А	$I_{эс},$ кА	$B_{к}$	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном1},$ А	$I_{ном2},$ А	$I_{эс},$ кА	$B_{к}$	$U_{ном},$ кВ
ТОЛ	100	5	102	$31212 \cdot 10^6$	35	94,5	3,46	4,11	$50 \cdot 10^6$	35
ТШЛ	400	5	102	$31212 \cdot 10^6$	10	346,82	1,41	$\frac{15,3}{5}$	$706 \cdot 10^6$	10

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор выполним по следующим параметрам, выбор представлен в таблице 9:

- По номинальному напряжению;
- По вторичной нагрузке;

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (6.6)$$

$P_{\text{приб}}$ – активная мощность приборов, Вт;

$Q_{\text{приб}}$ – реактивная мощность приборов, вар.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{5,59^2 + 3,3^2} = 6,49 \text{ ВА}$$

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов напряжения

Тип	Расчетные значения		Паспортные значения	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА
НОЛ	35	6,49	35	600
ЗНОЛ	10	5,35	10	600

6.6 Выбор предохранителей

Предохранители должны быть установлены для защиты в цепях трансформаторов собственных нужд (ТСН) и трансформаторов напряжения (ТН) подстанции.

Предохранители выбираются по следующим характеристикам:

- Номинальному напряжению, $U_{\text{ном}}$, кВ;
- Номинальному току, $I_{\text{ном}}$, А;
- Току плавкой вставки.

Выбор предохранителей и мест их установки представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор предохранителей

Тип	Назначение	$I_{\text{ном}}$, А	Ток плавкой вставки, кА	$U_{\text{ном}}$, кВ
ПКТ-10	Защита ТСН, ТН	5	12,5	10
ПКТ-101	Защита ТН	8	12,5	35

6.7 Выбор гибких шин

На подстанции принимаем к установке гибкие шины.

Сечение гибких шин на стороне 35 кВ определим по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad (6.7)$$

$$S = \frac{94,5}{1} = 94,5 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее сечение провода АС-95.

Проверка длительно допустимым током:

$$I_{\text{доп}} < I_{\text{НОМ}} \quad (6.8)$$

$$94,5 < 330$$

АС-95 удовлетворяет условию (6.8).

Проверка по условиям короны.

Критическая напряженность возникновения коронного разряда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (6.9)$$

m – коэффициент шероховатости шины;

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (6.10)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами, см

По выражениям (6.9)-(6.10):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,133}}\right) = 45,21 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0,345 \cdot 38,5}{0,133 \cdot 2,29} = 43,61 \text{ кВ/см}$$

Условие возникновения короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (6.11)$$

$$1,07 \cdot 43,61 < 0,9 \cdot 45,21$$

Коронный разряд не возникает. Провод марки АС-95 может использоваться для ошиновки ОРУ-35 кВ на подстанции.

Выводы по разделу 6

1. Определен перечень высоковольтного оборудования, которое необходимо установить на подстанции после реконструкции;
2. Все высоковольтное оборудование проверено по условиям выбора согласно требованиям ПУЭ, выполнена проверка по стойкости к токам короткого замыкания.

7 Собственные нужды подстанции

Собственные нужды подстанции — это потребители которые обеспечивают нормально функционирование подстанции в различных режимах и климатических условиях. Для питания потребителей собственных нужд используют трансформаторы собственных нужд, подключение которых выполняется на стороне низкого напряжения. Для рассматриваемой подстанции подключение выполняется на стороне 6 кВ. При реконструкции подстанции, происходит замена силовых трансформаторов, а также всего высоковольтного коммутационного и электрического оборудования. При этом происходит рост электрических нагрузок. Так как питание собственных нужд происходит от трансформаторов собственных нужд, то при проведении реконструкции подстанции с заменой оборудования выполняется и замена трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Составим перечень потребителей собственных нужд на подстанции. Перечень потребителей занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Потребители собственных нужд

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт
Подогрев выключателей и разъединителей 35 кВ и приводов	6,4
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ, подогрев релейного шкафа,	2,0
Освещение ОПУ, КРУ 6 кВ, здания разъездного персонала, освещение ОРУ 35 кВ	32,5
Суммарная нагрузка	40,9

Мощность ТСН:

$$S_{ТСН} = k_3 \cdot \sum P_{сн} \quad (7.1)$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$\Sigma P_{\text{сн}}$ – суммарная мощность потребителей собственных нужд, кВт.

По выражению (7.1) получим:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,7 \cdot 40,9 = 28,63$$

По полученному значению $S_{\text{ТСН}}$ примем к установке два ТСН мощностью 40 кВА каждый типа ТМ 40/6/0,4.

Выводы по разделу 7

1. Определен перечень электроприемников относящихся к потребителям собственных нужд подстанции.
2. Определено, что после реконструкции подстанции произойдет увеличение мощности потребителей собственных нужд подстанции.
3. По результатам расчета нагрузок потребителей собственных нужд выбраны два трансформатора типа ТМ 40/6/0,4, которые по мощности способны обеспечить питание потребителей собственных нужд с учетом возможной аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов.

8 Система учета и измерений подстанции

Система учета и измерений необходима для контроля за параметрами функционирования оборудования подстанции, режимом системы, потребляемой мощностью и потерями. Перечень всех приборов на подстанции и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Приборы измерения

Наименование прибора	Цепь измерения	Тип прибора
Амперметр	Трансформатор ТМН-6300, сторона ВН	Е349
Амперметр	Трансформатор ТМН-6300, сторона НН	Е349
Ваттметр	Сборные шины 6 кВ	Ц42303
Варметр	Сборные шины 6 кВ	Ц42308
Счетчик активной энергии	Сборные шины 6 кВ	Меркурий 236
Счетчик реактивной энергии	Сборные шины 6 кВ	Меркурий 236
Счетчик активной энергии	Сборные шины 35 кВ	Меркурий 236
Счетчик реактивной энергии	Сборные шины 35 кВ	Меркурий 236
Регистрирующий вольтметр	Сборные шины 6 кВ	ЭВ2259М
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения с переключателем	Сборные шины 6 кВ	ЭВ2259М
Вольтметр для измерения фазного напряжения	Сборные шины 6 кВ	ЭВ2259М

Выводы по разделу 8

1. Определен перечень измерительных приборов для проведения учета электрической энергии и параметров сети на подстанции 35/6 кВ «Заря»;
2. Выполнено описание и определение мест установки измерительных приборов.

9 Релейная защита подстанции

«Релейная защита предназначена для предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций с электрооборудованием подстанции. Основные трансформаторов [9]:»

- «Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)» [9];
- «Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора со стороны обмоток ВН и НН»;
- «Газовая защита трансформатора»;
- «Защита от перегрузки».

Определим максимальный и минимальный ТКЗ на стороне 35 кВ с учетом устройства регулирования напряжения (РПН):

$$I_{\text{кмаквн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срвн}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{тмин}} + x_{\text{л}})} \quad (9.1)$$

где $U_{\text{ср.вн}}$ – среднее номинальное напряжение, кВ;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ –диапазона регулирования РПН, %;

$X_{\text{тмин}}$ – сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении РПН, Ом.

Сопротивления обмоток трансформатора на минимальном и максимальных ответвлениях РПН.

Сопротивление на минимальном ответвлении РПН:

$$X_{\text{твмин}} = \frac{U_{\text{кмин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{минвн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (9.2)$$

Сопротивление на максимальном ответвлении по (9.3):

$$X_{\text{твмак}} = \frac{U_{\text{кмак}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{маквн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (9.3)$$

По выражению (9.2):

$$x_{\text{ТВМИН}} = \frac{7,1}{100} \cdot \frac{33880^2}{6300} = 12,9 \text{ Ом}$$

По выражению (9.3):

$$x_{\text{ТВМАК}} = \frac{7,8}{100} \cdot \frac{43120^2}{6300} = 23,0$$

Определим сопротивление энергосистемы:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМВН}}^2}{S_k^{(3)}} \quad (9.4)$$

По выражению (9.4) получим:

$$x_c = \frac{(35 \cdot 10^3)^2}{3550 \cdot 10^6} = 3,45 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ:

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot l \quad (9.5)$$

По выражению (9.5) получим:

$$x_{\text{Л}} = 0,000073 \cdot 46 \cdot 10^3 = 3,35 \text{ Ом}$$

Ток КЗ на максимальном ответвлении РПН трансформатора определяется по выражению:

$$I_{\text{кмаквн}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot (1 - \frac{8}{100})}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 12,9 + 3,35)} = 687 \text{ А}$$

Ток КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора определяется по выражению:

$$I_{\text{кминвн}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot (1 - \frac{8}{100})}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 23 + 3,35)} = 628 \text{ А}$$

9.1 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) трансформатора

Ток срабатывания токовой отсечки (ТО) определяется по выражению:

$$I_{\text{то}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кмак}}^{(3)} \quad (9.6)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты, принимается равным 1,3;

$I_{\text{кмак}}^{(3)}$ – Ток внешнего КЗ, А.

По выражению (9.6) определим:

$$I_{\text{то}} \geq 1,3 \cdot 628 = 816 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{I_{\text{то}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тг.вн}}} \quad (9.7)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы;

$K_{\text{тг.вн}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

По (9.7) получим:

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{816 \cdot 1}{20} = 41$$

Примем ток срабатывания ТО равный $I_{cp.to} = 41 A$.

Действительный ток срабатывания ТО:

$$I_{то.д} \geq \frac{I_{cp.to} \cdot K_{тт.вн}}{K_{сх}} \quad (9.8)$$

По (9.8) получим:

$$I_{то.д} \geq \frac{41 \cdot 20}{1} = 820 A$$

Тока двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора:

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кминвн}^{(3)} \quad (9.9)$$

По (9.9) получим:

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1590 = 1375 A$$

Коэффициент чувствительности защиты п:

$$K_{ч} = \frac{I_{Kmin}^{(2)}}{I_{то}} \quad (9.10)$$

По выражению (9.10) получим:

$$K_{ч} = \frac{1375}{820} = 1,67 > 1,2$$

9.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (9.11)$$

где $K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса,

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент возврата реле.

По выражению (9.11) получим:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 94,5 = 184,8 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \quad (9.12)$$

По выражению (9.12) получим:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{184,8 \cdot 1}{20} = 9,24 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КМН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (9.13)$$

По выражению (9.13) получим:

$$K_{\text{ч}} = \frac{628}{184,8} = 3,39 > 1,5$$

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t \quad (9.14)$$

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

Δt – селективности, с.

По выражению (9.14) получим:

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

9.3 Расчет уставок защиты от перегрузки

Уставка защиты от перегрузки:

$$I_{\text{п}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нн.ном}} \quad (9.15)$$

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

По выражению (9.15) для стороны ВН получим:

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,46 = 3,94 \text{ А}$$

По выражению (9.15) для стороны НН получим:

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,41 = 1,53 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки:

$$t_n = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t \quad (9.16)$$

Рассчитываем время срабатывания защиты от перегрузки по (9.16):

$$t_n = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

9.4 Расчет уставок дифференциальной защиты

Срабатывание первой ступени - ДЗТ-1.

Относительное значение тока внешнего КЗ:

$$I_{\max \text{КЗвнеш}}^* = \frac{I_{\text{кmax}}^{(3)}}{I_{\text{номВН}}} \quad (9.17)$$

По выражению (9.17) получим:

$$I_{\max \text{КЗвнеш}}^* = \frac{687}{94,5} = 7,26 \text{ А}$$

Значение уставки дифференциальной отсечки (ДО):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\max \text{КЗвнеш}}^* \quad (9.18)$$

По выражению (9.18) получим:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,26 = 6,09 \text{ А}$$

Принимаем уставку ДО равной 6,1 А.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{диф}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \cdot I_{\text{номВН}} \quad (9.19)$$

По выражению (9.19) получим:

$$I_{\text{диф}}=6,1 \cdot 94,5=633,15 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}}=\frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}} \quad (9.20)$$

По выражению (9.20) получим:

$$K_{\text{ч}}=\frac{1375}{633,15}=2,17>2$$

Проведем расчет ДЗТ-2.

Ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{диф}}=K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{ск}} \quad (9.21)$$

По выражению (9.21) получим:

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

Коэффициент торможения, %:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \quad (9.22)$$

Рассчитываем коэффициент торможения в процентах по (9.22):

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

Относительное значение дифференциального тока приведенное к номинальному току по выражению:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{816}{94,5} = 8,63 \text{ о.е.} \quad (9.23)$$

Рассчитываем относительное значение тормозного тока в реле по (9.24):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,5 \cdot 816}{94,5} = 4,31 \text{ о.е.} \quad (9.24)$$

Коэффициент чувствительности второй степени (ДЗТ-2):

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}}{\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}} \quad (9.25)$$

По выражению (9.25) получим:

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,63}{0,3} = 28,7 > 2.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

10 Заземление подстанции

Требуемое значение сопротивления заземлителя:

$$R_3 = \frac{250}{I^{(1,1)}} \quad (10.1)$$

По выражению (10.1) получим:

$$R_3 = \frac{250}{170} = 1,47$$

Сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_c \quad (10.2)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

k_c – коэффициент спроса, принимается равным 1,1.

По выражению (10.2) получим:

$$\rho_{\text{расч}} = 65 \cdot 1,1 = 71,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя:

$$R_v = 0,302 \cdot \rho_{\text{расч}} \cdot k_c \quad (10.3)$$

По выражению (10.3) получим:

$$R_g = 0,302 \cdot 71,5 \cdot 1,1 = 23,75 \text{ Ом}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} \quad (10.4)$$

По выражению (10.4) получим:

$$n_B = \frac{23,75}{0,7 \cdot 1,47} = 23,09$$

Для подстанции принимаем число вертикальных заземлителей 23.

Длина соединительной полосы:

$$l_{II} = n_B \cdot a \quad (10.5)$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

По выражению (10.5) получим:

$$l_n = 23 \cdot 1 = 23 \text{ м}$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0} \quad (10.6)$$

где l_{Γ} – длина горизонтального заземлителя, м;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

По выражению (10.6) получим:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 71,5}{23} \cdot \lg \frac{2 \cdot 9^2}{75 \cdot 10^{-3} \cdot 2} = 2,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma}^{\prime} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (10.7)$$

где η_{Γ} – коэффициент использования.

По выражению (10.7) получим:

$$R_{\Gamma}^{\prime} = \frac{2,3}{0,62} = 3,7 \text{ Ом}$$

Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя:

$$R_{\text{В}}^{\prime} = \frac{R_{\Gamma}^{\prime} \cdot R_3}{R_{\Gamma}^{\prime} - R_3} \quad (10.8)$$

По выражению (10.8) получим:

$$R_{\text{В}}^{\prime} = \frac{3,7 \cdot 1,47}{3,7 - 1,47} = 2,43 \text{ Ом}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{В}}^{\prime} = \frac{R_{\text{В}}}{\eta_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}}^{\prime}} \quad (10.9)$$

По выражению (10.9) получим:

$$n_{\text{В}}^{\prime} = \frac{23,75}{0,7 \cdot 2,43} = 13,9$$

Принимаем число заземлителей равным 14.

11 Молниезащита

Исходные данные для расчета системы молниезащиты подстанции представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета системы заземления

Ширина подстанции	50, м
Длина подстанции	30, м
Расстояние между ближайшими молниеотводами	27, м
Расстояние между удалёнными молниеотводами	29,7, м
Высота наиболее высокого объекта, силовой трансформатор	5,47, м

Выполним расчет высоты молниеотвода. Расчет представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет высоты молниеприемника

Предельное расстояние между молниеотводами	40,13838562, м
Превышение высоты молниеотводов над высотой защищаемого объекта	5,017298202, м
Полная высота типового молниеприемника	10,4872982, м

Примем высоту молниеприемника равную 11 м. Расчет зон защиты молниеприемников с высотой 11 м представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет зон защиты

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода	9,648314346, м
Радиус защиты на высоте защищаемого объекта	6,705447303, м
радиус защиты на уровне земли	15,7309473, м
Высота средней части попарно взятых молниеотводов	
$h_{\min 1}$	13,41916905, м
$h_{\min 2}$	13,04116905, м
Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли	15,7309473, м
На уровне высоты защищаемого объекта	
r_{cx1}	9,318606761, м
r_{cx2}	9,132744227, м

Выводы по разделу 11

1. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции 35/6 кВ «Заря».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ. Для определения необходимости выполнения реконструкции подстанции был выполнен расчет и анализ нагрузок подстанции. Данные по текущей загрузке подстанции были приняты согласно интерактивной карты загрузки центров питания МРСК.

Согласно расчетам проведенным в п.2. ВКР были построены годовые графики полной и активной мощностей подстанции, а также выполнен расчет потребления энергии на подстанции. Значение определённого в п.2. ВКР номинального коэффициента загрузки трансформатора показал, что он превышает установленное значение для двухтрансформаторных подстанций. Поэтому в случае аварийной ситуации, с отключением одного из трансформаторов, второй будет работать с перегрузкой больше 60 % от номинальной мощности, т.е. с коэффициентом загрузки равным 1,6. Данный факт указывает на необходимость проведения реконструкции подстанции и замены силовых трансформаторов ТМН 4000 на более мощные. Для этого выбраны два варианта замены:

1. ТМН-6300/35/6
2. ТМН-10000/35/6

Выполненный расчет технико-экономических показателей позволил выбрать оптимальный вариант мощности силового трансформатора. В результате к установке на подстанции принято два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА типа ТМН-6300/35.

Для выбора оборудования на подстанции и расчета уровней токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции, выбрана электрическая схема 35-4Н согласно [2]. Расчет токов короткого замыкания в выпускной квалификационной работе выполнен в соответствии с методикой, представленной в [3].

Результаты расчета токов короткого замыкания позволили выбрать требуемое высоковольтное оборудование на подстанции. В результате выбора оборудования определено, что на ОРУ -35 кВ необходимо установить выключатели типа ВВН-СЭЩ-35 в количестве двух штук. Разъединители РГП-СЭЩ-35 в количестве 6 штук. Трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-35. Трансформаторы напряжения типа НОЛ-СЭЩ-35 и предохранители для их защиты марки ПКТ-101. Для распределительного устройства 6 кВ к установке приняты: выключатели ВВУ-СЭЩ-10, трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10 и напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10, предохранители для защиты ТСН и ТН типа ПКТ-10. Для ОРУ 35 кВ выбрана гибкая ошиновка проводом типа АС. Для стороны 10 кВ определено число отходящих линий и тип провода ЛЭП. Выполнен расчет системы собственных нужд и выбрано два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМГ-40/6. Определен состав системы учета и измерений подстанции. Рассчитана система заземления и молниезащиты.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции, удовлетворяющий всем современным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Chen Shaohua, Ma Biyan, lei Yu Gui. A comprehensive and quantitative calculation of the reliability of relay protection systems. // Competition and choice in electricity – Seattle, 2016. p. 101-115.
2. Penin A. Analysis of Electrical Circuits with Variable Load Regime Parameters [Электронный ресурс] : book / A. Penin - Springer, 2020. – 520 p. - ISBN 978-3-030-35365-0. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-35366-7>
3. Shahnian F. Electric Distribution Network Planning [Электронный ресурс] : book / F. Shahnian, A. Arefi, G. Ledwich - Springer, 2018. – 392 p. - ISBN 978-981-10-7055-6. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-981-10-7056-3>
4. W.H. Tang, Q.H. Wu Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. Liverpool: The University of Liverpool, 2011. 194 p.
5. Zakhidov R. An Approach to the Creation of the Adaptive Control System for Integration of Nonsteady Power Sources into a Common Electric Power Grid // Proceedings of the Tenth International Conference on Management Science and Engineering Management. 2016. №1 P. 563-574.
6. Анфилофьев Б.А., Скачкова Е.А. Электробезопасность. Расчет защитного заземления. Самара: СамИИТ, 2002. 18 с.
7. Годжелло А.Г., Ю.К. Розанов Электрические и электронные аппараты. М: Издательский центр Академия, 2010. 352 с.
8. ГОСТ 14209-15. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Москва: Издательство стандартов, 2015. 38 с.
9. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие. М: Инфра-М, 2013. 271 с.
10. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для среднего профессионального образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2015. 282с.

11. Киреева Э.А. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М: Кнорус, 2017. 368 с.
12. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.04.2019).
13. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.03.2019).
14. Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника: учебное пособие для вузов; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 288 с.
15. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: учебное пособие; Москва: НЦ ЭНАС: 2017. 163 с.
16. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2016. 464
17. РД 153.34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М: ОАО РАО ЕЭС России, 1998. 131 с.
18. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и под-станций: учебник для среднего профессионального образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 448 с.
19. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части пониженной подстанции: учеб. метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
20. СТО 56947007 29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.
21. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. М: ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.

22. Шестаков Д.Н. Релейная защита трансформатора с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита. - Курган: КГУ, 2011. 55 с.