

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 понизительной подстанции 35/6 кВ
«Калиновская»

Обучающийся

Н.Н. Лукьянов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы выбора нового современного оборудования и обоснования схемных решений при реконструкции действующей подстанции 35/6 кВ «Калиновская».

В рамках исследования был проведён анализ загруженности силовых трансформаторов на подстанции. На основе упорядоченного годового графика нагрузки было определено, сколько силовых трансформаторов необходимо установить и какой у них должна быть номинальная мощность.

Были проведены следующие расчёты и проверки:

- вычислены токи короткого замыкания;
- оценена способность электрооборудования отключать максимальные значения токов коротких замыканий и его устойчивость к электродинамическому и термическому воздействию;
- рассчитаны параметры новой микропроцессорной релейной защиты силовых трансформаторов;
- «определены конструктивные характеристики системы заземления и молниезащиты электрооборудования подстанции» [3].

Пояснительная записка состоит из 56 страниц, содержит пять графиков и десять таблиц. Графическая часть работы выполнена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение	5
1 Краткая характеристика подстанции «Калиновская»	7
2 Определение показателей годового графика нагрузки силовых трансформаторов подстанции	9
3 Расчёт требуемой мощности силовых трансформаторов ПС и их необходимого количества	12
3.1 Первый вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов мощностью по 4 МВА каждый	13
3.2 Второй вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов мощностью по 6,3 МВА каждый	18
4 Расчет значений токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения ПС	22
5 Выбор основных электрических аппаратов, подлежащих замене на подстанции в ходе реконструкции	28
5.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	28
5.2 Выбор и проверка разъединителей	31
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	31
5.4 Выбор и проверка измерительных ТН для установки на ПС	34
5.5 Выбор и проверка жесткой ошиновки	35
5.6 Выбор и проверка опорных изоляторов	37
5.7 Выбор гибкой ошиновки	38
6 Расчёт уставок микропроцессорной защиты СТ, выполненной на блоках Сириус-Т	41
6.1 Определение базовых параметров дифференциальной токовой защиты силового трансформатора подстанции	41
6.2 Определение уставок ДЗТ2	42
6.3 Определение уставок ДЗТ1	43

7	Определение расчётных нагрузок от системы СН подстанции «Калиновская».....	45
8	Определение параметров системы заземления ПС «Калиновская»	48
9	Расчёт параметров молниезащиты на ПС «Калиновская».....	51
	Заключение	52
	Список используемой литературы	55

Введение

В настоящее время ведётся активная стройка новых жилых микрорайонов, которая сопровождается вводом как большого количества жилых площадей, так и строительством сопутствующей инфраструктуры, коммерческих торговых площадей, зданий социально-культурного обеспечения, детских садов, культурно-развлекательных учреждений. Всё это вызывает необходимость реконструкции существующих систем электроснабжения городов, включая увеличение мощности трансформаторов главных понизительных подстанций, строительство новых подстанций для питания микрорайонов, введение в эксплуатацию новых комплектных трансформаторных подстанций и строительство распределительных сетей.

Зачастую уплотнение застройки и рост удельной потребляемой мощности приводит к необходимости изменения схемных решений, прокладке дополнительных линий и пересмотре концепции развития электрических сетей города. Вместе с тем предъявляются дополнительные требования к установке современных устройств релейной защиты, обеспечивающих быстрое и надежное отключение поврежденных элементов, систем сбора и передачи информации для организации дистанционного учёта употребляемой электроэнергии и управления электрооборудованием на подстанции.

Рассматриваемая в работе подстанция также нуждается в скорейшей реконструкции. С одной стороны, за последние годы значительно увеличилась передаваемая мощность через трансформаторы подстанции, с другой стороны установленное на ней оборудование за десятилетия эксплуатации выработало установленные заводами изготовителями ресурсы.

Имеющиеся на подстанции системы релейной защиты и сбора и передачи информации не удовлетворяют современным требованиям.

Целью бакалаврской работы является общее повышение надёжности электроснабжения потребителей путем замены устаревшего

электрооборудования подстанции на новое, удовлетворяющее возросшим требованиям к объёму передаваемой электроэнергии.

К основным задачам работы относится анализ загрузки существующих трансформаторов на подстанции, определение годовых потерь электроэнергии в них, выбор в соответствии с принятой категорией надёжности необходимого числа вновь устанавливаемых трансформаторов и расчёт, и технико-экономическое обоснование их номинальной мощности. Предполагаемое увеличение мощности трансформаторов требует установки новых электрических аппаратов, рассчитанных на большие номинальные токи. Всё вновь устанавливаемое оборудование должно быть проверено на стойкость к токам коротких замыканий. В связи с установкой нового оборудования замене подвергаются и вторичные системы подстанции, к которым относится система релейной защиты. «В работе необходимо определить параметры защитного заземления подстанции и системы защиты электрооборудования от поражения ударами молний» [1].

1 Краткая характеристика подстанции «Калиновская»

«В Александровском районе Ставропольского края России, неподалёку от села Калиновское, расположена понизительная подстанция «Калиновская». Напряжение на стороне высшего напряжения (ВН) составляет 35 кВ, а на стороне низшего напряжения (НН) - 6 кВ» [22].

Месторасположение подстанции на карте села показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Месторасположение подстанции на карте села Калиновское

Данная подстанция была введена в эксплуатацию в 1970 году и к настоящему времени резерв мощности на ней не превышает 0,75 МВт. От подстанции питается как жилая застройка, состоящая в основном из одноэтажных частных домовладений, так и объекты сельскохозяйственной промышленности, к которым относятся маслосырзавод, а также молочный и овцеводческий комплексы. В селе имеется ряд предприятий ведущих сельскохозяйственную деятельность и районная пекарня, производящая более 400 т хлеба в год.

Первоначально понизительная подстанция была укомплектована одним масляным трансформатором с номинальной мощностью 4 МВА, в дальнейшем с ростом нагрузки на подстанции был установлен ещё один

трансформатор мощностью 2,5 МВА, что не позволяет в полной мере обеспечить надёжные электроснабжения ответственных потребителей на современном маслосырзаводе, значительная часть из которых относится к потребителям второй категории. Кроме того, на предприятии имеется часть потребителей, относящихся к первой категории по надёжности электроснабжения.

Эти факторы вместе с отсутствием дополнительных мощностей для подключения новых потребителей и общим моральным и физическим устареванием установленного на подстанции оборудования делают актуальной разработку проекта по реконструкции рассматриваемой в работе подстанции.

Выводы по разделу.

В разделе приведена краткая характеристика месторасположения подстанции, запитанных от неё потребителей, указаны мощность и количество установленных на подстанции силовых трансформаторов, а также обоснована актуальность разработки мероприятий по реконструкции подстанции.

2 Определение показателей годового графика нагрузки силовых трансформаторов подстанции

По результатам замеров нагрузок подстанции в характерные дни, относящиеся к летнему минимуму и зимнему максимуму нагрузки подстанции был построен годовой график нагрузки, который впоследствии был усреднён до 6 ступеней и упорядочен от максимального к минимальному значению. Данный график активной мощности на годовом интервале времени изображён на рисунке 2.

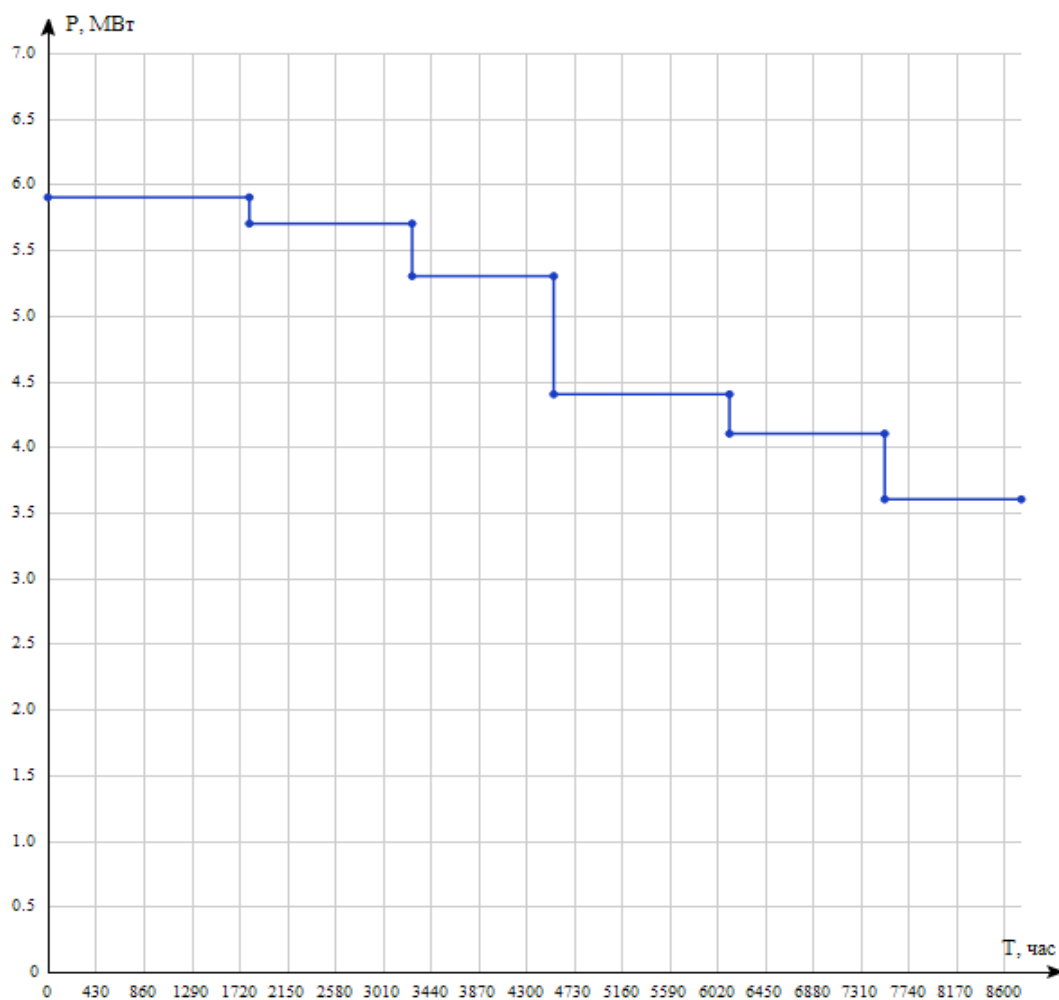


Рисунок 2 – График активной мощности на годовом интервале времени

«Чтобы узнать, сколько электроэнергии проходит через трансформаторы подстанции за год, нужно умножить мощность каждой ступени графика нагрузки на её продолжительность. Затем следует сложить полученные результаты. Формула для расчёта выглядит так» [5]:

$$W_{nc} = \sum S(t) \cdot t, \quad (1)$$

где « W_{nc} – объём потребляемой подстанцией электроэнергии за год,

$MBA \cdot ч$;

$S(t)$ – значение мощности в определённый момент времени, MBA » [5];

t – длительность каждого интервала времени в годовом графике нагрузки, $ч$.

$$W_{nc} = 32860 MBA \cdot ч.$$

Чтобы вычислить количество часов использования максимальной нагрузки подстанции, нужно разделить общий объём электроэнергии, переданной за год, на пиковую нагрузку объекта. [5, 6]:

$$T_{.м} = \frac{W_{nc}}{S_{max}}, \quad (2)$$

где S_{max} – показатель мощности, который соответствует самой высокой ступени годового графика нагрузки подстанции, MBA .

$$T_{.м} = \frac{32860}{5,4} = 6110 ч.$$

Рассчитываем показатель, который отражает, насколько плотно заполнен годовым график нагрузки подстанции:

$$K_3 = \frac{T_m}{8760}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{6110}{8760} = 0,7.$$

Выводы по разделу.

В ходе выполнения работы был создан упорядоченный график нагрузки подстанции за год и проанализированы его ключевые параметры.

Определён объём электроэнергии, потребляемой подключенными к подстанции потребителями за год.

Рассчитано количество часов использования максимальной нагрузки и коэффициент заполнения годового графика для подстанции «Калиновская». Эти данные указывают на высокое и равномерное заполнение годового графика нагрузки.

3 Расчёт требуемой мощности силовых трансформаторов ПС и их необходимого количества

Одним из основных критериев выбора количества силовых трансформаторов является категория надёжности электроснабжения потребителей, которые будут получать питание от них. Так для установки трансформаторов, питающих потребителей первой и второй категории принимается не менее двух трансформаторов для обеспечения взаимного резервирования. «Поскольку от подстанции будут запитаны потребители, относящиеся ко всем трем категориям по надёжности электроснабжения, то принимаем на ней два силовых трансформатора» [7, 8]. Исходя из сделанного выбора определим необходимое минимальное значение номинальной мощности каждого из трансформаторов:

$$S_{н.Т} \geq \frac{S_{\max} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (4)$$

где « $K_{1-2} = 0.8$ - коэффициент показывающий отношение суммарной мощности потребителей первой и второй категории к общей мощности потребителя;

$K_{пер} = 1,4$ - значение максимальной допустимой аварийной перегрузки силового трансформатора по данным завода-изготовителя» [1];

n – принятое к установке на подстанции число силовых трансформаторов.

$$S_{н.Т} = \frac{5,4 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 3,1 \text{ MVA}.$$

Для установки на подстанции принимаем два трансформатора с одинаковой номинальной мощностью ближайшей большей полученного расчетного значения. Такими трансформаторами для дальнейшего сравнения становятся трансформаторы с мощностью 4 МВА и 6,3 МВА, номинальное напряжение питающей линии на стороне ВН остаётся без изменений и равно 35 кВ.

3.1 Первый вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов мощностью по 4 МВА каждый

На первоначальном этапе по общедоступным данным определяются основные технические характеристики силового трансформатора. К ним относятся напряжение на сторонах высокого и низкого напряжения, напряжение КХ, потери ХХ и КЗ, значение тока холостого хода, определенное при заводских испытаниях трансформатора. Для определения требуемых для расчётов параметров силового трансформатора используются как известные паспортные данные, справочная литература, так и каталоги производителей, найденные данные, заносятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Основные справочные данные рассматриваемого СТ мощностью 4 МВА

$S_{н.Т},$ кВА	$U_{ВН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$U_k, \%$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$I_{xx}, \%$
4000	35	6,3	7,5	5,3	33,5	1

«Значение приведенных потерь мощности в одном СТ» [6]:

$$P_T^{\cdot} = P_{xx}^{\cdot} + \kappa_3^2 \cdot P_{кз}^{\cdot}; \quad (5)$$

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода» [9]:

$$P_{xx}^{\wedge} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx}; \quad (6)$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [9]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (7)$$

$$Q_{xx} = \frac{1}{100} \cdot 4000 = 40 \text{ квар}.$$

«С учётом найденного значения потери активной мощности находим приведённые потери активной мощности в режиме XX» [6]:

$$P_{xx}^{\wedge} = 5.3 + 0.05 \cdot 40 = 7.3 \text{ кВт}.$$

«Находим коэффициент загрузки трансформатора на максимальной ступени мощности» [6]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max}}{S_{н.Т}}; \quad (8)$$

$$\kappa_3 = \frac{5400}{4000} = 1,35;$$

«Приведенные нагрузочные потери короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$P_{k3}^{\wedge} = \Delta P_{k3} + \kappa_{un} \cdot Q_{k3}; \quad (9)$$

«Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$Q_{\kappa 3} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (10)$$

$$Q_{\kappa 3} = \frac{7,5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар}.$$

С учётом найденного значения потерь реактивной мощности определяем приведённое значение потерь активной мощности в режиме КЗ по следующей формуле:

$$P_{\kappa 3}^{\cdot} = 33,5 + 0,05 \cdot 300 = 48,5 \text{ кВт}.$$

Складывая значение потерь в режиме ХХ и КЗ получаем общее значение потерь в СТ с учетом его планируемого коэффициента загрузки из выражения:

$$P_T^{\cdot} = 7,3 + 1,345^2 \cdot 300 = 550 \text{ кВт}.$$

Зная значения потерь и продолжительности каждой ступени годового графика нагрузки определяем суммарные потери электрической энергии в каждом из СТ ПС:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P_{xx}^{\cdot} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\kappa.B}^{\cdot} \cdot \kappa_{3.Bi}^2 \cdot T_i \right), \quad (11)$$

«Загрузка обмоток высшего напряжения трансформатора соответствующей ступени» [9]:

$$\kappa_{3.Bi} = \frac{S_{Bi}}{S_{н.Т}}; \quad (12)$$

«Потери активной мощности на холостом ходу» [9]:

$$P_{xx}^{\cdot} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx}; \quad (13)$$

$$P_{xx}^{\cdot} = 5,3 + 0,05 \cdot 40 = 7,3 \text{ кВт}.$$

«Определяем потери короткого замыкания трансформатора из выражения» [9]:

$$P_{\kappa.B}^{\cdot} = P_{\kappa3} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa3}; \quad (14)$$

$$P_{\kappa.B}^{\cdot} = 0 + 0,05 \cdot 300 = 15 \text{ кВт}.$$

Находим экономическое значение мощности, при котором один из двух силовых трансформаторов подстанции целесообразно отключить для снижения потери электроэнергии:

$$S_{\text{эк}} = S_{н.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_{xx}^{\cdot}}{P_{\kappa3}^{\cdot}}}, \quad (15)$$

$$S_{\text{эк}} = 4000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{7,3}{48,5}} = 2194,65 \text{ кВА}.$$

Все полученные расчетным путём данные о ступенях годового графика нагрузки и соответствующих им потерях мощности и электрической энергии заносим в таблицу 2.

«Умножая суммарное значение потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции за год на стоимость передаваемой электрической энергии получаем значение потерь в денежном выражении» [9]:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (16)$$

Таблица 2 – Итоговые значения потерь ЭЭ в режиме ХХ и КЗ на каждой из ступеней годового графика нагрузки для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов мощностью 4 МВА

Номер ступени годового графика нагрузки ПС	$S_B, \text{кВА}$	$T, \text{ч}$	$K_{эВ}$	$n, \text{шт}$	$\Delta W_{\text{ХХ}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\text{КЗ}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	5401	457	1,809	2	6658	6186,9
2	5239	759	1,716	2	11096	9781,8
3	5171	609	1,671	2	8877	7617,7
4	5049	455	1,594	2	6658	5451,2
5	4991	609	1,556	2	8877	7096,5
6	4939	609	1,525	2	8877	6955
7	4881	151	1,488	2	2219	1696,8
8	4709	638	1,387	2	9329	6644,8
9	2721	427	0,462	2	6217	1477,4
10	2599	851	0,423	2	12439	2699,8
11	2541	640	0,403	2	9329	1932,5
12	2499	851	0,391	2	12439	2496,1
13	2441	853	0,372	2	12439	2377,7
14	2349	638	0,345	2	9329	1654,2
15	2241	212	0,314	2	3110	501
Суммарные потери за год	-	-	-	-	127896	64569,3

Годовые эксплуатационные издержки определяем путем умножения на нормативный коэффициент:

$$I_{\text{э}} = 192465 \cdot 0,197 = 37915 \text{ руб.}$$

«При определении величины приведённых затрат учитываем, как стоимость силовых трансформаторов, умноженную на нормативный коэффициент, так и стоимость годовых издержек и потерь электрической энергии в трансформаторах» [10]:

$$З_{\text{привед.}} = E_n \cdot K + I_o + I_{\text{э}}; \quad (17)$$

$$Z_{\text{привед.}} = 0,25 \cdot 2412000 \cdot 2 + 226728 + 37915 = 1470643 \text{ руб.}$$

3.2 Второй вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов мощностью по 6,3 МВА каждый

«На первоначальном этапе по общедоступным данным определяются основные технические характеристики силового трансформатора. К ним относятся напряжение на сторонах высокого и низкого напряжения, напряжение короткого замыкания, потери холостого хода и короткого замыкания, значение тока холостого хода» [6]. Все найденные основные параметры силового трансформатора заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Основные параметры рассматриваемого силового трансформатора мощностью 6,3 МВА

$S_{н.т},$ $кВА$	$U_{BH}, кВ$	$U_{HH}, кВ$	$U_k, \%$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$I_{xx}, \%$
6300	35	6,3	7,5	7,6	46,5	0,8

«Найдем величину приведенных потерь мощности для одного СТ» [9]:

$$P_T' = 10,12 + 0,85^2 \cdot 70,125 = 60,79 \text{ кВт}.$$

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода» [9]:

$$P_{xx}' = 7,6 + 0,05 \cdot 50,4 = 10,12 \text{ кВт}.$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [9]:

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 6300 = 50,4 \text{ квар}.$$

«С учётом найденного значения потери активной мощности находим приведённые потери активной мощности в режиме XX» [6]:

$$P_{xx}^{\cdot} = 7,6 + 0,05 \cdot 50,4 = 10,12 \text{ кВт}.$$

«Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$Q_{кз} = \frac{7,5}{100} \cdot 6300 = 472,5 \text{ квар}.$$

«Определим значение потерь КЗ в трансформаторе» [6]:

$$P_{к.В}^{\cdot} = 0 + 0,05 \cdot 472,5 = 23,63 \text{ кВт}.$$

$$P_{кз}^{\cdot} = 46,5 + 0,05 \cdot 472,5 = 70,125 \text{ кВт}.$$

Находим экономическое значение мощности, при котором один из двух силовых трансформаторов подстанции целесообразно отключить для снижения потери электроэнергии:

$$S_{эк} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10,12}{70,125}} = 3384,62 \text{ кВА}.$$

Все полученные расчетным путём данные о ступенях годового графика нагрузки и соответствующих им потерях мощности и электрической энергии заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Итоговые значения потерь электроэнергии в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из ступеней годового графика нагрузки для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА

Номер ступени годового графика нагрузки ПС	$S_B, \text{кВА}$	$T, \text{ч}$	$K_{зв}$	$n, \text{шт}$	$\Delta W_{\text{хх}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	5401	457	0,729	2	9229,5	3930
2	5239	759	0,692	2	15382,3	6212
3	5171	609	0,673	2	12306	4837,7
4	5049	455	0,643	2	9229,4	3461,8
5	4991	609	0,627	2	12306	4506,7
6	4939	609	0,615	2	12306	4416,8
7	4881	151	0,6	2	3076,5	1077,5
8	4709	638	0,559	2	12933,3	4219,8
9	2721	427	0,186	2	4311,2	1876,4
10	2599	851	0,17	2	8622,2	3429
11	2541	640	0,163	2	6466,7	2454,4
12	2499	851	0,157	2	8622,2	3170,3
13	2441	853	0,15	2	8622,3	3020
14	2349	638	0,139	2	6466,7	2101
15	2241	214	0,126	2	2155,6	636,3
Суммарные потери за год	-	-	-	-	132035,7	49348,7

Годовые эксплуатационные издержки определяем путем умножения на нормативный коэффициент:

$$I_{\text{г}} = 181384,4 \cdot 0,197 = 35732,73 \text{ руб.}$$

«При определении величины приведённых затрат учитываем, как стоимость силовых трансформаторов, умноженную на нормативный коэффициент, так и стоимость годовых издержек и потерь электрической энергии в трансформаторах» [10]:

$$Z_{\text{привед.}} = 0,25 \cdot 2930000 \cdot 2 + 275420 + 35732,73 = 1776152,7 \text{ руб.}$$

Выводы по разделу.

По результатам сравнения двух вариантов установки трансформаторов различной мощности на подстанции, включая величину потерь электрической энергии и мощности в режимах ХХ и КЗ, был сделан выбор в пользу установки двух трансформаторов мощностью по 4 МВА каждый, так как данный вариант обладает меньшей величиной приведённых затрат по сравнению с конкурентным вариантом, в качестве которого рассматривалась установка на ПС двух СТ с номинальной мощностью по 6,3 МВА каждый.

Выбранный вариант обладает сравнительно меньшими потерями в режиме ХХ, но при этом несколько большими потерями в режиме короткого замыкания, что, впрочем, на рассматриваемом промежутке времени не позволяет скомпенсировать разницу стоимости основных капиталовложений, которые приходятся на сами трансформаторы.

4 Расчет значений токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения ПС

«Расчёт токов короткого замыкания является важным этапом в проектировании подстанции, так как полученные расчётные значения необходимы для правильного выбора и проверки основного электрооборудования подстанции, выбора уставок релейной защиты и проводников питающих и отходящих линий» [10].

Сети с номинальным напряжением 35 и 6 кВ выполняются с изолированной нейтралью, поэтому однофазные короткие замыкания в данной работе не рассматриваются в связи с малыми значениями токов, протекающих при таких аварийных событиях [11, 12].

Расчёт тока в КЗ производится в определённом порядке.

На нормальной схеме подстанции изображаются основные входящие в неё электротехнические элементы и определяются расчётные точки короткого замыкания, значения тока в которых будут использованы в дальнейших расчетах. Схема для расчета токов КЗ на подстанции приведена на рисунке 4.

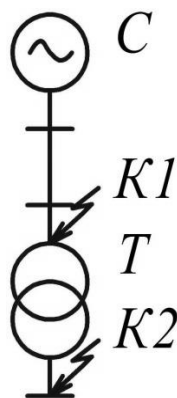


Рисунок 4 – Схема для расчета токов КЗ на подстанции

«Составляется схема замещения, в которой каждый элемент подстанции представляется собственным индуктивным сопротивлением. Схема замещения ПС приведена на рисунке 5» [11].

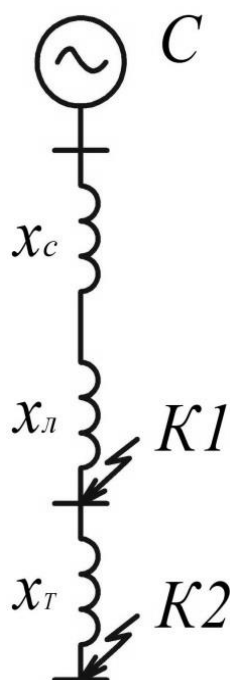


Рисунок 5 – Схема замещения ПС

Для определения общего значения сопротивления выбранного участка сети, предварительно определяется сопротивление для каждого из элементов сети которые вошли в итоговую схему замещения.

«По известным формулам определяются действующие значения трёхфазного тока короткого замыкания и мгновенное значение ударного тока короткого замыкания для каждой из выбранных расчётных точек» [7].

Исходные данные, необходимые для расчёта токов КЗ, к которым относятся как параметры внешней ЭЭС, высоковольтной ЛЭП, так и выбранного ранее силового трансформатора заносим в таблицу 5.

Таковыми данными являются среднономинальное напряжение питающей сети, базисное значение мощности, предоставленное энергосистемой значение мощности короткого замыкания, погонное удельное сопротивление питающей воздушной линии электропередачи, её протяжённость, номинальная мощность выбранного силового трансформатора и его напряжение короткого замыкания, выраженное в процентах от номинального значения.

Таблица 5 – Исходные данные, необходимые для расчёта ТКЗ

Основные параметры внешней ЭЭС			Параметры питающей линии		Параметры выбранного на ПС силового трансформатора	
$U_{cp},$ кВ	$S_{\bar{o}},$ МВА	$S_{\kappa},$ МВА	$x_{y\partial},$ Ом / км	$L,$ км	$S_n,$ кВА	$U_{\kappa},$ %
37	1000	1100	0,4	13,5	4000	7,5

Определим сопротивление каждого элемента входящего в схему замещения.

По известному значению мощности короткого замыкания определяем сопротивление внешней энергосистемы:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}; \quad (19)$$

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{1000}{1100} = 0.909.$$

По справочным данным о погонном сопротивлении питающей линии электропередачи и с учётом количества цепей находим её сопротивление, выраженное в относительных единицах:

$$x_{л.\bar{o}} = x_{y\partial} \cdot \frac{L}{2} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сн}^2}; \quad (20)$$

$$x_{л.\bar{o}} = 0,4 \cdot \frac{13,5}{2} \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,972.$$

«Зная справочное значение напряжения короткого замыкания и мощность выбранного силового трансформатора, находим его индуктивное сопротивление» [10]:

$$x_{T.\delta} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\mu}}; \quad (21)$$

$$x_{T.\delta} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4000} = 0,0187.$$

Суммарное сопротивление для первой точки короткого замыкания складывается из сопротивления энергосистемы и сопротивление питающей линии:

$$x_{рез1} = x_{c.\delta} + x_{л.\delta}; \quad (22)$$

$$x_{рез1} = 0,909 + 0,0187 = 2,88.$$

Находим базисное значение тока, путём деления базисной мощности на средненоминальное значение напряжения, затем определяем действующее значение трёхфазного тока металлического КЗ для первой точки и мгновенное значение ударного тока КЗ путем умножения на ударный коэффициент, определённый из справочных данных:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (23)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_{\delta}^{'}}{x_{рез1}} \cdot I_{\delta}; \quad (24)$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{2,88} \cdot 15,6 = 5,4 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot \kappa_{y\delta}; \quad (25)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,4 \cdot 1,8 = 13,9 \text{ кА}.$$

«При определении результирующего значения сопротивления до второй расчётной точки используется найденное ранее суммарное значение сопротивления до первой расчётной точки и добавленное сопротивление СТ» [10]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{T.б}; \quad (26)$$

$$x_{рез2} = 2,881 + 0,0187 = 2,899.$$

«Находим базисное значение тока на стороне НН ПС, путём деления базисной мощности на среднономинальное значение напряжения соответствующей ступени, затем определяем действующее значение трёхфазного тока КЗ для второй точки и мгновенное значение ударного тока КЗ путем умножения на ударный коэффициент, определённый из справочных данных» [10]:

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{2,899} \cdot 9,1643 = 3,2 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot 1,92 = 8,7 \text{ кА}.$$

Итоговые данные, полученные расчётным путём о значениях трёхфазного тока короткого замыкания и его ударного значения сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчётов токов КЗ

Место расчета	$U_{сн}, \text{кВ}$	$\kappa_{y\partial}$	$I_{\kappa}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{y\partial}, \text{кА}$
ТКЗ №1	37	1,8	5,4	13,9
ТКЗ №2	6,3	1,92	3,2	8,7

Выводы по разделу.

Расчетным путем произведён анализ токов короткого замыкания на обеих сторонах подстанции: как на стороне высокого напряжения (ВН), так и на стороне низкого напряжения (НН). Разработаны расчётная и замещающая схемы, в которых детализированы сопротивления всех элементов, входящих в схему замещения.

Для рассматриваемой подстанции основными элементами выступили внешняя электроэнергетическая система, которая служит источником электрической энергии с заданным параметром $S_{кз}$, воздушная линия электропередачи, с учётом количества параллельных цепей, а также ранее выбранный силовой трансформатор, который выполняет функции по преобразованию уровня напряжения с 35 на 6 кВ.

В результате выполненных расчётов получены параметры действующего трёхфазного тока короткого замыкания, а также значения мгновенного ударного тока, который возникает в системе при коротком замыкании и будет использован для проверки электрических аппаратов в следующем разделе ВКР.

5 Выбор основных электрических аппаратов, подлежащих замене на подстанции в ходе реконструкции

При реконструкции подстанции планируется использование комплектного решения типа КТП-СЭЩ-Б(М) производимого ОАО «Электрощит». При этом на стороне низкого напряжения устанавливаются ячейки КРУ-СЭЩ-70.

5.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

«Выбор и проверка высоковольтного выключателя производится на соответствие ряду условий» [13, 14]:

- «номинальное напряжение U_n выбираемого аппарата должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [14];
- «номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока» [14] $I_{max} < I_n$;

«Максимальный ток определяется для послеаварийного режима с учётом отключения одного из силовых трансформаторов подстанции и подключения всей нагрузки подстанции к одному оставшемуся в работе силовому трансформатору» [14]:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}. \quad (27)$$

- «паспортное значение номинального тока отключения высоковольтного выключателя должно быть больше либо равно максимального значения металлического тока короткого замыкания, который может протекать через выбираемый выключатель» [14];

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{отклн}; \quad (28)$$

- «отключающая способность на аperiodическую составляющую тока КЗ» [14]:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.} = (\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100) \cdot I_{отклн}; \quad (29)$$

«Определяем значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания с учётом постоянной времени и собственного времени отключения высоковольтного выключателя» [14]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (30)$$

которое определяется из выражения:

$$\tau = t_{pz} + t_{св}; \quad (31)$$

- паспортное значение предельного сквозного тока должно быть больше, чем расчётные значения трёхфазного тока КЗ и ударного значения тока:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{np.c}; \quad (32)$$

$$i_{yд} \leq i_{np.c}; \quad (33)$$

- «при проверке выбираемого аппарата на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ. Полученное значение произведения должно быть больше

значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания» [12]:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}; \quad (34)$$

Полученные в результате проверки и выбора выключателей на сторонах 35 и 6 кВ результаты заносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Полученные в результате проверки и выбора выключателей на сторонах 35 и 6 кВ результаты

ВВН-СЭЩ-35	
Расчётные данные	Паспортные характеристики из каталога производителя
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87 \text{ А}$	1000 А
$I_{\kappa 1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$	$I_{откл.н.} = 25 \text{ кА}$
$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,42 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,12}} = 4,29 \text{ кА}$	$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 25 = 7,07 \text{ кА}$
$I_{\kappa 1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$	$I_{np.c.} = 25 \text{ кА}$
$i_{y\phi} = 13,85 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 5,44^2 \cdot (0,06 + 0,12) = 5,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25^2 \cdot 0,06 = 37,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВВУ-СЭЩ-П9-6	
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 513,2 \text{ А}$	1000 А
$I_{\kappa 2}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл.н.} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,12}} = 2,53 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 5,66 \text{ кА}$
$I_{\kappa 2}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{np.c.} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\phi} = 8,68 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 3,2^2 \cdot (0,05 + 0,12) = 1,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор и проверка разъединителей

«Выбор и проверка разъединителя производятся на соответствие ряду условий, которые соответствуют таким же у высоковольтного выключателя, за исключением отключающей способности» [13].

Полученные результаты выбора и проверки разъединителя заносим в таблицу 8.

Таблица 8 – Полученные результаты выбора и проверки разъединителя

РГПЗ-СЭЩ-35	
Расчётные данные	Паспортные характеристики из каталога производителя
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 87 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{yd} = 13,85 \text{ кА}$	$i_{nrc} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 5,44^2 \cdot (0,06 + 0,12) = 5,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

«Выбор и проверка трансформаторов тока производятся на соответствие ряду условий» [8]:

- «номинальное напряжение U_n выбираемого трансформатора тока должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13];
- «номинальный ток выбираемого трансформатора тока должен превышать максимальное значение тока, который может протекать через него продолжительное время в послеаварийном режиме работы подстанции - $I_{\max} \leq I_{H.TT}$ » [6];

- «при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного трансформатора тока должно быть больше амплитудного максимального значения ударного тока короткого замыкания» [13]

$$i_{y\partial} \leq K_T \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H.TT}; \quad (35)$$

- «трансформатор тока должен гарантировать необходимую точность и соответствующее исполнение, в зависимости от условий его установки и эксплуатации» [13].

Результаты оценки и проверки трансформаторов тока, установленных на сторонах высокого и низкого напряжения, представлены в таблице 9. В таблице 10 отражены данные по выбору и проверке измерительных трансформаторов тока, подключенных к отходящим линиям от подстанции.

Таблица 9 – Результаты выбора и проверки ТТ на сторонах ВН и НН ПС «Калиновская»

ТОЛ-СЭЩ-35	
Расчётные данные	Паспортные характеристики из каталога производителя
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87,38 \text{ А}$	$I_{H.TT} = 100 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 13,85 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 5,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТОЛ-СЭЩ-10	
Расчётные данные	Паспортные характеристики из каталога производителя
$U_n = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 513 \text{ А}$	$I_{H.TT} = 600 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 8,68 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«К вторичным цепям измерительного трансформатора тока подсоединяется многофункциональный прибор модели ЩМКС120, который сочетает в себе функции амперметра, а также счётчиков для активной и реактивной электрической энергии» [13].

Таблица 10 - Результат выбора и проверки ТТ на отходящих от ПС линиях

Порядковый номер отходящей линии	ТОЛ-СЭЩ-10
1	$I_{H.TT} = 600 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$
2	$I_{H.TT} = 200 A, i_{y\partial} = 50 \kappa A$ $B\kappa = 20 \kappa A^2 \cdot c$
3	$I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78,8 \kappa A$ $B\kappa = 31,5 \kappa A^2 \cdot c$
4	$I_{H.TT} = 400 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$
5	$I_{H.TT} = 200 A, i_{y\partial} = 50 \kappa A$ $B\kappa = 20 \kappa A^2 \cdot c$
6	$I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78,8 \kappa A$ $B\kappa = 31,5 \kappa A^2 \cdot c$
7	$I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78,8 \kappa A$ $B\kappa = 31,5 \kappa A^2 \cdot c$
8	$I_{H.TT} = 600 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$

«Во вторичные цепи измерительных трансформаторов тока установленных на отходящих линиях подключается такое же многофункциональный прибор ЩМКС120» [5], который позволяет измерять силу протекающего по линии тока, объём передаваемой активной и реактивной электроэнергии.

5.4 Выбор и проверка измерительных ТН для установки на ПС

Для установки в ОРУ подстанции напряжением 35 кВ предварительно выбираем ТН типа НАМИ-СЭЩ-35.

Выбор и проверка ТН производится путем сравнения расчетных значений с паспортными по ряду условий [3]:

- «номинальное напряжение выбираемого трансформатора напряжения должно быть равно номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]. «При выборе трансформатора напряжения, рассчитанного на более высокий класс изоляции, его вторичное напряжение не будет соответствовать уровню напряжения на который рассчитаны подключаемые во вторичные цепи приборы.
- трансформатор напряжения выбирается по конструктивному исполнению и необходимому классу точности для целей учёта электрической энергии и действия устройств релейной защиты;
- номинальное значение полной мощности подключаемых потребителей, установленное в паспортных данных трансформатора напряжения должно быть больше либо равно суммарному значению нагрузки, создаваемой всеми подключенными во вторичной цепи приборами. Вторичной нагрузкой ТН на стороне 35 кВ ГПП являются вольтметры типа Ц42704, которые позволяют измерять значения как междуфазных, так и фазных напряжений» [14].

«Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции напряжением 6 кВ выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-6.

Условия выбора трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ не отличаются от таковых на стороне 35 кВ» [14].

5.5 Выбор и проверка жесткой ошиновки

«Сечение проводника определяем по экономической плотности тока» [3]:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_9} ; \quad (36)$$

где « j_9 - значение экономической плотности тока, определяемой по справочной таблице в зависимости от конструктивного исполнения проводника, материал из которого выполнена токоведущая жила и максимального числа часов использования нагрузки за год» [3];

$$s = \frac{87,38}{1,3} = 67,21 \text{ мм}^2.$$

«По расчетному значению сечения проводника выбираем ближайшее стандартное сечение алюминиевой шины с шириной 80 мм и толщиной 3 мм, с максимально допустимым значением тока при прокладке в воздухе - 630А» [5].

«Минимально допустимое сечение шины по термической стойкости» [3]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T} ; \quad (37)$$
$$s_{\min} = \frac{\sqrt{5,33} \cdot 10^3}{66} = 35 \text{ мм}^2.$$

«Сила, оказывающая воздействие на шину при протекании тока КЗ» [3]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y0}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p; \quad (38)$$

где « a – расстояние между фазами;

l – длина пролета;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [3];

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1,09} \cdot 3,6 \cdot 13851^2 \cdot 1 \cdot 1 = 109,73 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [3]:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32D}; \quad (39)$$

$$W = \frac{\pi \cdot (8^4 - 6^4)}{32 \cdot 8} = 34,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале шины» [3]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)}}{\lambda \cdot W}; \quad (40)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины» [14];

$$\sigma_{\max} = \frac{109,73}{8 \cdot 34,34 \cdot 10^{-6}} = 0,4 \text{ МПа}$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [13]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}. \quad (41)$$

$$J = \frac{\pi \cdot (8^4 - 6^4)}{64} = 137 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

«Находим частоту собственных колебаний жёсткого проводника с учётом его протяжённости между точками крепления» [14]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (42)$$

где « l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины;

E – модуль упругости материала шины;

r_1 – параметр основной собственной частоты шины;

m – масса шины на единицу длины» [3];

$$f_0 = \frac{3,14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3,6^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 137 \cdot 10^{-8}}{2,77}} = 22,5 \text{ Гц}.$$

«Поскольку полученное значение частоты собственных колебаний не превышает значение 30 Гц, то и условия для возникновения механического резонанса в материале проводника не возникает, что подтверждает правильность выбора как геометрических размеров жесткой ошиновки, так и расстояния, на котором производится его крепление» [6].

5.6 Выбор и проверка опорных изоляторов

Для обеспечения надежного крепления жесткой ошиновки используются опорные изоляторы, и в качестве основного типа было выбрано изделие ИОС-35-1000.

Ключевыми критериями выбора и оценки опорных изоляторов являются:

- номинальное напряжение, на которое изолятор спроектирован для работы U_n ;
- максимально допустимая нагрузка на головку изолятора, до достижения которой не происходит его необратимых повреждений:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}; \quad (43)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}; \quad (44)$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (45)$$

$$H = 0,5 + 1 + \frac{0,08}{2} = 1,54,$$

«тогда допустимое значение находим из выражения:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,5}{1,54} = 1948 \text{ Н}.$$

Условие (43) выполняется, что говорит о правильности сделанного выбора» [3]:

$$109,43 \text{ Н} < 1948 \text{ Н}.$$

5.7 Выбор гибкой ошиновки

«Гибкие шины выполняются сталеалюминевым проводом типа АС.

Сечение проводника определяем по экономической плотности тока»

[14]:

$$s = \frac{87}{1,3} = 67 \text{ мм}^2.$$

«По расчетному значению сечения проводника выбираем ближайшее стандартное сечение сталь алюминиевого провода АС-50 с максимально допустимым значением тока при прокладке в воздухе 210 А» [14].

«Находим критическое значение напряженности электрического поля» [14]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (46)$$

где « r_o – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [14];

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,48}} \right) = 35,57 \text{ кВ / м.}$$

«Определение значения критической напряженности электрического поля вдоль проводника» [14]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_o}}; \quad (47)$$

где « U_n – линейное напряжение;

D – расстояние между соседними фазами» [14];

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,48 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 50}{0,48}} = 12,19 \text{ кВ / см.}$$

«Выполняем проверку на отсутствие условий возникновения коронных разрядов» [14]:

$$\begin{aligned} 1,07E < 0,9E_0; \\ 13,04 \text{ кВ} / \text{м} < 32 \text{ кВ} / \text{м}. \end{aligned} \tag{48}$$

«Выбранный стальнойалюминиевый провод сечением 50 квадратных миллиметров подходит для устройства гибкой ошиновки в открытом распределительного устройства подстанции 35 кВ, обеспечивает передачу электрической энергии с минимальными потерями и не создаёт условия для возникновения коронных разрядов» [14].

Выводы по разделу.

Проведены отбор и проверка основного электрооборудования, которое будет установлено в открытых и закрытых распределительных устройствах подстанции.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для установки на подстанции, также прошли проверку на допустимость вторичной нагрузки, чтобы обеспечить их работу в установленном классе точности. Помимо этого, для распределительных устройств подстанции была подобрана как гибкая, так и жёсткая ошиновка. Её проверили на отсутствие факторов, которые могут вызвать механический резонанс в материалах проводника.

6 Расчёт уставок микропроцессорной защиты СТ, выполненной на блоках Сириус-Т

Для защиты силовых трансформаторов в различных ненормальных режимах работы выбираем блоки микропроцессорной релейной защиты типа «Сириус-Т».

6.1 Определение базовых параметров дифференциальной токовой защиты силового трансформатора подстанции

При расчёте уставок используем типовую методику, опубликованную на сайте производителя терминала микропроцессорной релейной защиты [18].

«Номинальные токи сторон силового трансформатора» [18]:

$$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (49)$$

$$I_{н.пер_ВН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,42 \text{ А},$$

$$I_{н.пер_НН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 366,57 \text{ А}.$$

На основании проведённых расчётов, для измерительного трансформатора выбираем ближайшие стандартные значения номинальных первичных токов: на стороне высокого напряжения (ВН) – 100/5, а на стороне низкого напряжения (НН) – 600/5.

В соответствии с рекомендациями производителей терминала релейной защиты, схемы подключения обмоток измерительного трансформатора устанавливаем: на стороне ВН – звезда (Y), а на стороне НН – также звезда (Y).

«Вторичные номинальные токи сторон, соответствующие номинальной

мощности трансформатора» [18]:

$$I_{н.втор} = \frac{I_{н.пер.} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (50)$$

$$I_{н.втор_ВН} = \frac{62,42 \cdot 1}{20} = 3,12 \text{ А},$$

$$I_{н.втор_НН} = \frac{366,57 \cdot 1}{120} = 3,05 \text{ А}.$$

«На основании проведённых расчётов, устанавливаем следующие значения уставок, которые впоследствии будут внесены в терминал защиты с учётом округления, рекомендованного производителем» [1]:

$$I_{баз.ВН} = 3,12 \text{ А}, I_{баз.НН} = 3,05 \text{ А}.$$

6.2 Определение уставок ДЗТ2

«Относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора» [18]:

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}; \quad (51)$$

$$I_{нб.расч*} = 2,51 \cdot 0,05 + 0 + 0,04 = 0,165 \text{ о.е.}$$

«Базовая уставка ступени, определяющая чувствительность рассматриваемой ступени защиты» [18]:

$$I_{d1} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (52)$$

$$I_{d1} / I_{баз} \geq 1,2 \cdot 0,165 = 0,198.$$

«Поскольку до ближайшего десятичного значения остаётся слишком малый запас, то принимаем следующее десятичное значение равное 0,3.

Коэффициент снижения тормозного тока находим из выражения» [18]:

$$K_{CH.T} = 1 - 0,5I_{нб.расч*}, \quad (53)$$
$$K_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot 0,165 = 0,92.$$

«Расчетный коэффициент торможения в процентах» [18]:

$$K_{торм} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч*} / K_{CH.T}, \quad (54)$$
$$K_{торм} = 100 \cdot 1,3 \cdot 0,165 / 0,92 = 23,32.$$

По результатам расчётов уставку коэффициента торможения округляем до ближайшего большего целого числа и принимаем равной $K_{торм}\% = 24$.

Отношение тока к номинальному во второй точке излома принимаем равным $I_{m2}/I_{ном} = 2$.

Уставку для блокирования защиты по величине тока второй гармоники в соответствии с рекомендацией производителя принимаем равной $I_{\delta 22}/I_{\delta 21} = 0,15$.

6.3 Определение уставок ДЗТ1

«По результатам выполненных ранее расчётов максимальное значение тока внешнего короткого замыкания на стороне низкого напряжения подстанции после приведения его к стороне высокого напряжения равняется 545 А» [18].

«Расчетный ток максимального внешнего КЗ» [18]

$$I_{кз.внеш.мах}^* = I_{кз.внеш.мах} / I_{н.ВН}, \quad (55)$$
$$I_{кз.внеш.мах}^* = 545 / 62,42 = 8,7.$$

«Ток небаланса при внешнем КЗ» [18]

$$I_{нб} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз.внеш.мах}^* ; \quad (56)$$

$$I_{нб} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0 + 0,04) \cdot 8,7 = 2,48.$$

По полученному расчётному значению и с учётом запаса, определённого производителем, выбираем уставку равной 4.

Выводы по разделу.

Для обеспечения защиты силового трансформатора в нештатных режимах работы, к которым относится перегрузка и различные виды коротких замыканий как внутри самого трансформатора, так и в других частях подстанции и за ее пределами, выбираем терминалы защиты Сириус Т.

Для выбранного терминала произведён расчёт первичных значений токов, выставляемых в параметрах самого терминала, а также определены уставки защиты ДЗТ-2 и ДЗТ-1.

7 Определение расчётных нагрузок от системы СН подстанции «Калиновская»

«Для обеспечения электроэнергией потребителей системы собственных нужд подстанции определяем номинальную мощность трансформаторов по величине подключённой нагрузки, к которой относятся» [19, 20]:

- электрические двигатели для приводов высоковольтных выключателей с номинальной мощностью $1,5 \times 2$ кВт;
- система внутреннего обогрева и поддержания заданной температуры ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) мощностью 7 кВт;
- электрические ТЭНы для обогрева приводов разъединителей мощностью 7×6 кВт;
- внутреннее потребление системами электрического освещения, отопления и вентиляции в помещениях ПС, где размещен персонал подстанции, составляет 7 кВт.

«Номинальную мощность трансформаторы собственных нужд с учётом его коэффициента загрузки в нормальном режиме работы» [19]:

$$S_{T.c.n.} = \kappa_z \cdot \sum P_{i.c.n.}; \quad (57)$$

Общая величина нагрузки, потребляемой электроприемниками, составляет 62 кВт. При этом учитывая коэффициент запаса, равный 0,7, получаем значение в 43,4 кВт.

Для питания собственных нужд подстанции в данной работе предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6/0,4кВ мощностью 63 кВА с соединением обмоток $\Delta/Y-11$. Также по желанию заказчика в ЩСН предусмотрена возможность питания от дизель-генератора (предусмотрен разъем для подключения). Генератор является давальческим оборудованием на время аварийных режимов и не

входит в объем реконструкции ПС. Для надежности работы на ЩСН предусмотрена электромагнитная блокировка, запрещающая включение вводных выключателей при питании ЩСН от дизель-генератора.

В работе предусмотрена установка двухсекционного щита переменного тока собственных нужд и щита хозяйственных нужд.

Щит собственных нужд переменного тока ЩСН-0,4 предназначен для ввода и распределения электрической энергии от двух трансформаторов на напряжении 0,4кВ, находящихся в неявном резерве. Питание щита хозяйственных нужд осуществляется от ЩСН от отдельных автоматов.

В работе предусмотрены защиты трансформаторов и линий от токов перегрузки и токов короткого замыкания, а также, для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей напряжением до 400 В переменного тока частотой 50 Гц.

Щит собственных нужд ЩСН-0,4 представляет собой комплект шкафов с коммутационными аппаратами, устройствами управления, измерения, сигнализации и защиты. Щит собственных нужд ЩСН-0,4 соответствует требованиям ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) и ТУ 3434-029-45567980-2002 [8].

В состав щита собственных нужд ЩСН-0,4 входят:

- шкафы отходящих линий (панели №1-5);
- шкафы ввода (панели №2; 4);
- шкаф секционного выключателя (панель №3).

В состав щита хозяйственных нужд ЩХН-0,4 входят:

- шкафы отходящих линий (панели №1-5);
- шкафы ввода (панели №2; 4);
- шкаф секционного выключателя (панель №3).

Шкафы напольного исполнения, двухстороннего обслуживания, двери шкафов закрываются на замок.

«НКУ имеет зажимы для присоединения нулевых защитных РЕ и нулевых рабочих N проводников входящих и отходящих линий соответствующих сечений.

Ввод и вывод кабелей предусматривается снизу.

Управление вводными выключателями осуществляется при открытой двери» [15].

В шкафах отходящих линий размещены автоматические выключатели отходящих линий.

«В секционном шкафу предусмотрена система АВР, которая может работать в 3-х режимах – ручной, автоматический, дистанционное управление» [1].

Автоматический режим является основным рабочим режимом.

Кабели цепей собственных нужд принимаются с медными жилами, с изоляцией, не распространяющей горение с индексом «нг-LS» с учётом требований п. 6.2.2 СО 153-34.20.187-2003 и п. 18.7 СО 153-34.20.187-2003 [1].

Выводы по разделу.

По результатам приведённых расчётов для электроснабжения собственных нужд подстанции принимаем установку двух трансформаторов собственных нужд типа ТМГ-63/6.

8 Определение параметров системы заземления ПС «Калиновская»

Для создания контура заземления на подстанции «Калиновская» «используются стальные уголки размером $60 \times 60 \times 5$ мм, длина каждого уголка составляет 3 м. Землители устанавливаются по периметру подстанции на глубину 0,5 м от поверхности земли» [11], что позволяет снизить сезонные колебания свойств грунта. Расстояние между соседними заземлителями предварительно принимаем равным 9 м, соединение отдельных заземлителей в общий контур осуществляется путём соединения их между собой стальной полосой [21].

Определение параметров контура заземления производим в соответствии с методикой, изложенной в [21].

«Находим допустимое сопротивление ЗУ» [21]:

$$R_{\text{доп}} = \frac{R_{\text{грунт}}}{100} \cdot R_3; \quad (58)$$
$$R_{\text{доп}} = \frac{30}{100} \cdot 4 = 1.2 \text{ Ом}.$$

«Находим сопротивление растекания, создаваемое одиночным вертикальным заземлителем» [21]:

$$R_{\text{г}} = 0,298 \cdot \rho_{\text{р.в.}} \cdot \kappa_c; \quad (59)$$

«Находим значение удельного сопротивления вертикального заземлителя» [21]:

$$\rho_{\text{р.в.}} = \kappa_c \cdot R_{\text{грунт}}; \quad (60)$$
$$\rho_{\text{р.в.}} = 1.5 \cdot 30 = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Подставляя найденное значение в формулу (59), определим расчетное значение $R_{\text{г}}$ » [21]:

$$R_{\varepsilon} = 0,298 \cdot 45 \cdot 1,5 = 20,12 \text{ Ом.}$$

«Находим общее число вертикальных заземлителей» [21]:

$$n_{\varepsilon} = \frac{R_{\varepsilon}}{\eta_{\varepsilon} \cdot R_{\text{дон}}}; \quad (61)$$

$$n_{\varepsilon} = \frac{20,12}{0,44 \cdot 1,2} = 38,11 \text{ шт.}$$

Полученное в результате расчётов значение округляем до ближайшего целого и предварительно принимаем к установке в контуре заземления 38 отдельных вертикальных заземлителей.

«Определяем протяженность горизонтальной соединительной полосы» [21]:

$$l_{\varepsilon} = a \cdot n_{\varepsilon}; \quad (62)$$

$$l_{\varepsilon} = 3,538 = 133 \text{ м.}$$

«Находим значение сопротивления растекания для горизонтальной соединительной полосы» [21]:

$$R_{\varepsilon} = \frac{0,366 \cdot \rho_{p.z.} \cdot \lg \frac{2l_{\varepsilon}^2}{b \cdot t_o}}{l_{\varepsilon}}; \quad (63)$$

«Находим значение удельного сопротивления для горизонтальной соединительной полосы» [21]:

$$\rho_{p.z.} = \kappa_c \cdot R_{\varepsilon \text{ грунт}}; \quad (64)$$

$$\rho_{p.z.} = 2,5 \cdot 30 = 75 \text{ Ом.}$$

«С учётом полученного значения определяем суммарное сопротивление горизонтального заземлителя, которое определяем по следующей формуле» [21]:

$$R_z = \frac{0,366 \cdot 75}{133} \cdot \lg \frac{2 \cdot 133^2}{0,04 \cdot 0,5} = 1,31 \text{ Ом}.$$

«Определяем значение сопротивления растеканию для горизонтальной соединительной полосы» [21]:

$$R_z' = \frac{R_z}{\eta_z}; \quad (65)$$

$$R_z' = \frac{1,31}{0,24} = 5,46 \text{ Ом}.$$

«Находим сопротивление растеканию для вертикальных заземлителей, принятых к установке с учетом их количества» [21]:

$$R_g' = \frac{R_z' \cdot R_{дон}}{R_z' - R_{дон}}; \quad (66)$$

$$R_g' = \frac{5,46 \cdot 1,2}{5,46 - 1,2} = 1,54 \text{ Ом}.$$

«Находим скорректированное количество вертикальных заземлителей, окончательно принимаемое к установке на ПС» [21]:

$$n_g' = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g'}; \quad (67)$$

$$n_g = \frac{20,12}{0,44 \cdot 1,54} = 29,69 \text{ шт}$$

Выводы по разделу.

«В процессе выполнения расчетов были установлены характеристики контура заземления подстанции» [11]. В общей сложности для установки выбрано 30 вертикальных заземлителей, объединённых с помощью горизонтальной соединительной полосы, что обеспечивает достижение нормативного значения сопротивления контура заземления.

9 Расчёт параметров молниезащиты на ПС «Калиновская»

Предварительно для защиты ПС «Калиновская» от поражения расположенных на её территории объектов ударами молний выбираем 2 одиночных стержневых молниеотвода, которые располагаем таким образом, чтобы в их зону защиты попали основные объекты и элементы подстанции.

Расчет параметров молниезащиты ПС выполним по методике, приведенной в [21].

«Радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x » [21]:

$$r_x = \frac{r_o \cdot (h_o - h_x)}{h_o}; \quad (68)$$

«Значение радиуса защитного конуса на уровне земли» [21]:

$$r_o = 1,2h; \quad (69)$$

$$r_o = 1,2 \cdot 15,85 = 19,02 \text{ м.}$$

«Значение высоты защитного конуса в зависимости от высоты молниеотвода» [21]:

$$h_o = 0,85h; \quad (70)$$

$$h_o = 0,85 \cdot 13,85 = 13,47 \text{ м.}$$

Определив высоту конуса и подставляя её в формулу 68 определяем значение радиуса защиты на уровне самого высокого объекта ПС:

$$r_x = \frac{19,02 \cdot (13,47 - 5,6)}{13,47} = 11,11 \text{ м.}$$

Вывод. Защита объектов подстанции от поражения ударами молнии выполняется при помощи двух стержневых молниеотводов.

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось общее повышение надёжности электроснабжения потребителей путем замены устаревшего электрооборудования подстанции на новое, удовлетворяющее возросшим требованиям к объёму передаваемой электроэнергии.

Приведена краткая характеристика месторасположения подстанции, запитанных от неё потребителей, указаны мощность и количество установленных на подстанции силовых трансформаторов, а также обоснована актуальность разработки мероприятий по реконструкции подстанции.

Построен упорядоченный от большего к меньшему годовой график нагрузки ПС «Калиновская» и определены его основные показатели, описывающие равномерность нагрузки во времени.

Расчетным путем определено значение годового потребления электрической энергии потребителями, подключенными через линии электропередачи к стороне НН ПС «Калиновская».

Полученные значения говорят о достаточно высоком и равномерном заполнении годового графика нагрузки.

По результатам сравнения двух вариантов установки трансформаторов различной мощности на подстанции, включая величину потерь электрической энергии и мощности в режимах ХХ и КЗ, был сделан выбор в пользу установки двух трансформаторов мощностью по 4 МВА каждый, так как данный вариант обладает меньшей величиной приведённых затрат по сравнению с конкурентным вариантом, в качестве которого рассматривалась установка на ПС двух СТ с номинальной мощностью по 6,3 МВА каждый.

Выбранный вариант обладает сравнительно меньшими потерями в режиме ХХ, но при этом несколько большими потерями в режиме короткого замыкания, что, впрочем, на рассматриваемом промежутке времени не позволяет скомпенсировать разницу стоимости основных капиталовложений, которые приходится на сами трансформаторы.

Расчетным путем произведён анализ токов короткого замыкания на обеих сторонах подстанции: как на стороне высокого напряжения (ВН), так и на стороне низкого напряжения (НН). Разработаны расчётная и замещающая схемы, в которых детализированы сопротивления всех элементов, входящих в схему замещения.

Для рассматриваемой подстанции основными элементами выступили внешняя электроэнергетическая система, которая служит источником электрической энергии с заданным параметром $S_{кз}$, воздушная линия электропередачи, с учётом количества параллельных цепей, а также ранее выбранный силовой трансформатор, который выполняет функции по преобразованию уровня напряжения с 35 на 6 кВ.

В результате выполненных расчётов получены параметры действующего трёхфазного тока короткого замыкания, а также значения мгновенного ударного тока, который возникает в системе при коротком замыкании. Данные значения были использованы для проверки электрических аппаратов в следующем разделе ВКР.

«Выполнены выбор и проверка основного электрооборудования, устанавливаемого в открытом и закрытом распределительных устройствах подстанции.

Оборудование выбрано по номинальному напряжению в месте его установки и максимальным значениям тока, который может через него протекать, коммутационные аппараты проверены на способность отключения максимального тока короткого замыкания.

Всё выбранное оборудование проверено на устойчивость к механическим воздействиям при ударных токах короткого замыкания и термическому нагреву при протекании тока КЗ до момента его отключения.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые на подстанции, проверены на допустимость вторичной нагрузки с целью обеспечения условий их работы в выбранном классе точности. Выбрана гибкая и жёсткая ошиновка для установки в распределительных устройствах

подстанции, проверена на отсутствие возникновения условий для создания механического резонанса в материале проводника» [7].

Для обеспечения защиты силового трансформатора в нештатных режимах работы, к которым относится перегрузка и различные виды коротких замыканий как внутри самого трансформатора, так и в других частях подстанции и за ее пределами, выбираем терминалы защиты Сириус Т.

Для выбранного терминала произведён расчёт первичных значений токов, выставляемых в параметрах самого терминала, а также определены уставки защиты ДЗТ-2 и ДЗТ-1.

По результатам приведённых расчётов для электроснабжения собственных нужд подстанции принимаем установку двух трансформаторов собственных нужд типа ТМГ-63/6.

«В процессе выполнения расчетов были установлены характеристики контура заземления подстанции» [11]. В общей сложности для установки выбрано 30 вертикальных заземлителей, объединённых с помощью горизонтальной соединительной полосы, что обеспечивает достижение нормативного значения сопротивления контура заземления.

Защита объектов подстанции от поражения ударами молнии выполняется при помощи двух одиночных стержневых молниеотводов.

Список используемой литературы

1. Андреев М.В., Рубан Н.Ю., Суворов А.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие; Томский политехнический университет. - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. 167 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1043860> (дата обращения: 16.06.2025).
2. Будзко И. А., Лещинская Т. Б., Сукманов В. И. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник для вузов. М.: Колос, 2000.
3. Герасименко А.А., Нешатаев В.Б. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии [Электронный ресурс] Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. 218 с. URL: <https://znanium.com/catalog/product/492442> (дата обращения: 16.06.2025).
4. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Госстандарт, 2013.
5. Дмитриев М. В. Применение ограничителей перенапряжений в электрических сетях 6-750 кВ. СПб., 2007.
6. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. Москва: СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с. ISBN 978-5-91359-140-1. Текст: электронный. [Электронный ресурс] URL: <https://znanium.ru/catalog/product/1227715> (дата обращения: 16.06.2025)
7. Дьяков А. Ф., Овчаренко Н. И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2000.
8. Закорюкин В. П. Техника высоких напряжений: Конспект лекций. Иркутск: ИрГУПС, 2005.
9. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

10. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие. М.: Мастерство, 2002.
11. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей: учебник для вузов. Минск: Высшая школа, 2005.
12. Костин В. Н., Распопов Е. В., Родченко Е. А. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие для вузов. СПб.: СЗГЗТУ, 2003.
13. Кужеков С. Д., Гончаров С. В. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию. Ростов на/Д: Феникс, 2008.
14. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1990.
15. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: учеб. пособие для вузов. М.: Логос, 2008.
16. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2006.
17. Новиков А. В., Медов Р. В. Электрические станции: учеб. пособие. Киров: Вят. ГУ, 2006.
18. Овчаренко Н. И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2007.
19. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. М.: ФОРУМ; ИНФРА-М, 2008.
20. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний / под ред. Е.В. Аметистова. М.: Изд-во МЭИ, 2004.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОМЕГА-ИТ, 2006.
22. ПС 35/6 кВ «Калиновская» [Электронный ресурс]. URL: [ru.wikipedia.org/wiki/Калиновское_\(Ставропольский_край\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Калиновское_(Ставропольский_край)) (дата обращения: 22.11.2024).