

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 35/10 кВ «Большие
Салы»

Студент

Р.З. Мартышкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2021

Аннотация

В пояснительной записке ВКР представлены результаты расчета основных частей проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Большие Салы». Исходными данными для выполнения ВКР являлись данные представленные в открытых источниках. Определено расположение, компоновка и связи подстанции с соседними объектами. Определена текущая нагрузка подстанции, которая превышает нормируемое значение. Это послужило основанием для проведения реконструкции. Выполнен расчет требуемой мощности силовых трансформаторов, которые бы обеспечили нормируемый коэффициент загрузки. После выбора трансформаторов выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании которого выполнен выбор основного оборудования на ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ. Выполнен расчет заземления подстанции с учетом того, что трансформаторы имеют изолированную нейтраль, а подстанция расположена в четвертой климатической зоне. Проведен расчет числа молниеотводов необходимых для защиты подстанции от прямых ударов молнии. Для защиты силового трансформатора выбраны цифровые терминалы релейной защиты и выполнен расчет их уставок. В результате ВКР выполнен проект реконструкции подстанции «Большие Салы» обеспечивающий повышение установленной мощности.

Пояснительная записка выполнена на 60 листах формата А4, содержит 10 рисунков и 7 таблиц. Список используемых источников представлен 20-ю наименованиями. Графическая часть ВКР представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции	7
2 Выбор силовых трансформаторов.....	15
2.1 Определение требуемой мощности трансформаторов.....	15
2.2 Техничко-экономические показатели варианта с трансформаторами ТД 10000/35/10.....	17
2.3 Техничко-экономические показатели варианта с трансформаторами ТД 16000/35/10.....	21
2.4 Выбор оптимального варианта	25
3 Токи короткого замыкания	27
3.1 Определение расчетных точек.....	27
3.2 Расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции	28
3.3 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции ..	31
4 Выбор оборудования.....	34
5 Релейная защита	40
6 Система заземления	46
7 Система молниезащиты.....	50
Заключение	54
Список используемых источников	58

Введение

Электроэнергетическая отрасль включает в себя большое число объектов различного назначения. К объектам электроэнергетики относятся электрические станции различных типов, электрические подстанции различных классов напряжения, кабельные и воздушные линии электропередачи. Все объекты условно можно разделить на объекты генерации, объекты передачи и объекты распределения электрической энергии.

На пути передачи электрической энергии потребителям важную роль играют электрические подстанции. Перед потребителями устанавливаются понизительные подстанции, обеспечивающие электроснабжение.

К понизительным подстанциям относятся подстанции различных классов напряжения от сверхвысокого – 1150 и 750 кВ, до низкого напряжения 10(6) кВ.

От надежности работы понизительных подстанций зависит надежность электроснабжения всех подключенных к ней потребителей. Понизительные подстанции представляют собой совокупность различного высоковольтного и низковольтного оборудования.

Все понизительные подстанции, как и другие объекты электроэнергетики должны проходить периодическую реконструкцию, так как изначально принятые проектные решения могут изменяться со временем, к подстанции могут подключаться новые потребители, оборудование также претерпевает моральный и физический износ и его отказ повлечет недоотпуск электрической энергии потребителям.

Все потребители разделяются на несколько категорий надежности электроснабжения. Самой ответственной категорией, т.е. категорией перерыв в электроснабжении которой недопустим, это потребители особой группы их электроснабжение осуществляется от нескольких независимых источников питания с применением дополнительного резервного источника, например

дизельной или газопоршневой электростанции. Однако такой уровень надёжности не требуется большинству потребителей. Большинство потребителей относятся ко второй и третьей категориям надёжности.

При проектировании и реконструкции подстанций, необходимо, во-первых, оценивать перспективный рост нагрузок питаемого района, а во-вторых оценивать состав потребителей по категориям надёжности. Правильный учет этих факторов позволит разработать оптимальный проект реконструкции подстанции. Кроме того, необходимо использовать современное оборудование – как высоковольтное, так и низковольтное.

Современное оборудование подстанций (ПС) все больше склоняется в сторону применения цифровых, микропроцессорных технологий. Эта тенденция делает новые ПС более сложными и дорогостоящими объектами, поэтому необходимо внимательно выполнять необходимые расчеты при выборе оборудования и точно оценивать возможные режимные ситуации на подстанции.

Тема выпускной квалификационной работы, направленной на реконструкцию электрической части понизительной подстанции является актуальной, в связи с переходом к цифровым технологиям и износом оборудования большей части понизительных подстанций.

Для выполнения выпускной квалификационной работы поставлена цель: повышение установленной мощности подстанции за счет замены силовых трансформаторов (СТ).

Достижение поставленной в ВКР цели потребует решения следующих задач:

1. Анализ объекта реконструкции – подстанции 35/10 кВ «Большие Салы» с определением загрузки подстанции, ее компоновки, месторасположения и электрической схемы.

2. Выбор оборудования подстанции с учетом замены силовых трансформаторов с определением уровней токов короткого замыкания и расчетом уставок релейной защиты.

3. Расчет системы заземления подстанции и системы молниезащиты, так как установка нового оборудования может изменить габаритные размеры подстанции и точки заземления.

При выполнении выпускной квалификационной работы (ВКР) используются данные предоставленные в открытых источниках [6], [5], [7].

При выборе оборудования реконструируемой подстанции необходимо использовать действующие методики и правила проектирования подстанций, используемые в ПАО «Россети». При выборе оборудования преимущество должно быть отдано отечественным производителям.

Оптимально, при проектировании и реконструкции подстанций использовать зарубежный опыт, что позволит применить в проекте новаторские методики и повысить качество проекта реконструкции подстанции.

1 Характеристика подстанции

Подстанция (ПС) «Большие Салы» расположена в Ростовской области, Мясниковский район, с. Большие Салы. Напряжение подстанции 35/10 кВ. Питание подстанции по стороне 35 кВ осуществляется по воздушным линиям с подстанции ПС 35/10 «Чалтырь» и подстанции ПС АС-14 напряжением 35/10 кВ.

Подстанция 35/10 кВ «Большие Салы» была введена в эксплуатацию в 1978 году. В настоящее время подстанция находится в ведении ПАО «Россети Юг» - Филиал «Ростовэнерго». Обслуживающая организация - Чалтырский РЭС.

План расположения подстанции 35/10 кВ «Большие Салы» показан на рисунке 1.



Рисунок 1 - Расположение подстанции

Для обоснования разработки проекта реконструкции подстанции необходимо выполнить оценку текущей загрузки подстанции по данным

эксплуатирующей организации. Согласно [5] подстанция «Б. Салы» относится к группе подстанций загруженных более чем на 130%.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Таким образом установленная мощность подстанции составляет 12,6 МВА. Точный процент загрузки подстанции согласно [5] составляет 154,2%. Определим текущую загрузку подстанции по мощности потребителей. Это необходимо для определения максимальной расчетной мощности подстанции и определения направлений реконструкции. Учитывая точную загрузку подстанции в 154% Максимальная расчетная мощность определится по выражению:

$$S_{ПС\max} = S_{уст} \cdot k_{зном} \cdot \frac{k_{з\%}}{100}, \quad (1)$$

где $S_{уст}$ - установленная мощность подстанции, принята равной 12,6 МВА;

$k_{зном}$ - номинальное значение коэффициента загрузки подстанции, принято равным 0,7 для двухтрансформаторных ПС;

$k_{з\%}$ - текущий коэффициент загрузки подстанции, согласно [5] принят равным 154%.

Используя выражение (1) получим:

$$S_{ПС\max} = 12,6 \cdot 0,7 \cdot \frac{154}{100} = 13,6 \text{ МВА} \quad (2)$$

Полученное в (2) значение максимальной мощности подстанции будем использовать для выполнения дальнейших расчетов и выбора мощности силовых трансформаторов.

Проведем оценку компоновки подстанции «Б. Салы», ее размеров и схемы. Это необходимо для выполнения проекта реконструкции: размещения нового оборудования, расчета системы молниезащиты и заземления и т.д.

На рисунке 2 представлен спутниковый снимок подстанции «Б. Салы» 35/10 кВ. Из рисунка 2 видно, что размеры подстанции 78м×78м, площадь подстанции 6084 м². Кроме того спутниковый снимок позволяет рассмотреть компоновку ОРУ 35 кВ, из рисунка видно две пары шинных порталов, что позволяет сделать вывод о схеме подстанции.



Рисунок 2 – Компоновка подстанции

Так как подстанция «Б. Салы» питается по двум воздушным линиям 35 кВ, то подстанция имеет схему проходной подстанции. Согласно [18], [17] схема подстанции 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора». Изображение типовой схемы 35-5АН показана на рисунке 3.

Кроме схемы для открытого распределительного устройства (ОРУ) 35 кВ на рисунке 3 показана схема распределительного устройства (РУ) 10 кВ выполненная согласно [18], [17] «Одна секционированная система шин».

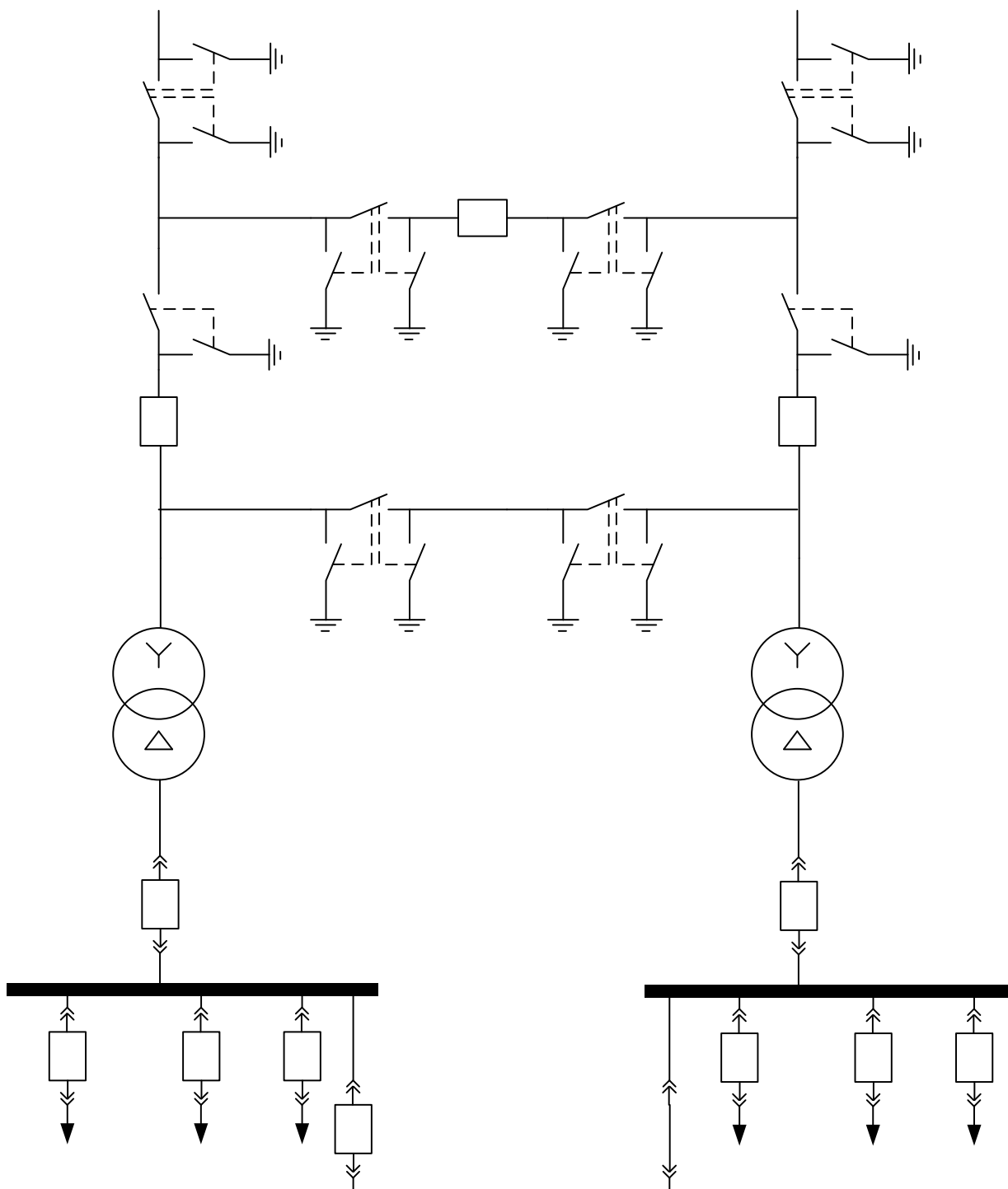


Рисунок 3 - Схема подстанции

Представленная на рисунке 3 схема подстанции не требует замены и будет использована после реконструкции.

Далее необходимо построить годовой график нагрузок подстанции по полной, активной и реактивной мощности.

Ранее в (2) определена текущая мощность подстанции. Это значение необходимо использовать для определения максимальной активной и реактивной мощности подстанции.

Для перевода значения из (2) в активную мощность необходимо определить коэффициент активной мощности - $\cos \varphi$. Не имея реальных данных о значении коэффициента активной мощности примем это значение равным нормируемому для сетей 35 кВ по [14] $\cos \varphi = 0,85$. Тогда выражение для определения максимальной активной мощности:

$$P_{ПС\max} = S_{ПС\max} \cdot \cos \varphi = 13,6 \cdot 0,85 = 11,56 \text{ МВт} \quad (3)$$

Далее определим максимальное значение реактивной мощности подстанции по выражению:

$$Q_{ПС\max} = \sqrt{S_{ПС\max}^2 - P_{ПС\max}^2} = \sqrt{13,6^2 - 11,56^2} = 7,16 \text{ Мвар} \quad (4)$$

Далее используя значения в (2), (3) и (4), а также типовые графики нагрузки представленные в [13], [16] построим графики для подстанции 35/10 кВ «Большие Салы» представленные на рисунках 4, 5 и 6.

Графики представленные на рисунках 4, 5 и 6 необходимы для оптимального выбора типа силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции, а также для выбора оптимальных параметров высоковольтного оборудования подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ. Данные графиков с рисунков 4, 5 и 6 с длительностью ступеней занесем в таблицу 1.

В таблицу 1 добавим столбец с потребленной электрической энергией для каждой ступени годового графика определяемой по выражению:

$$W_i = P_i \cdot t_i, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (5)$$

где P_i - активная мощность ступени годового графика, МВт;

t_i - длительность i -ой ступени годового графика активной мощности, ч;
 i - номер ступени годового графика.

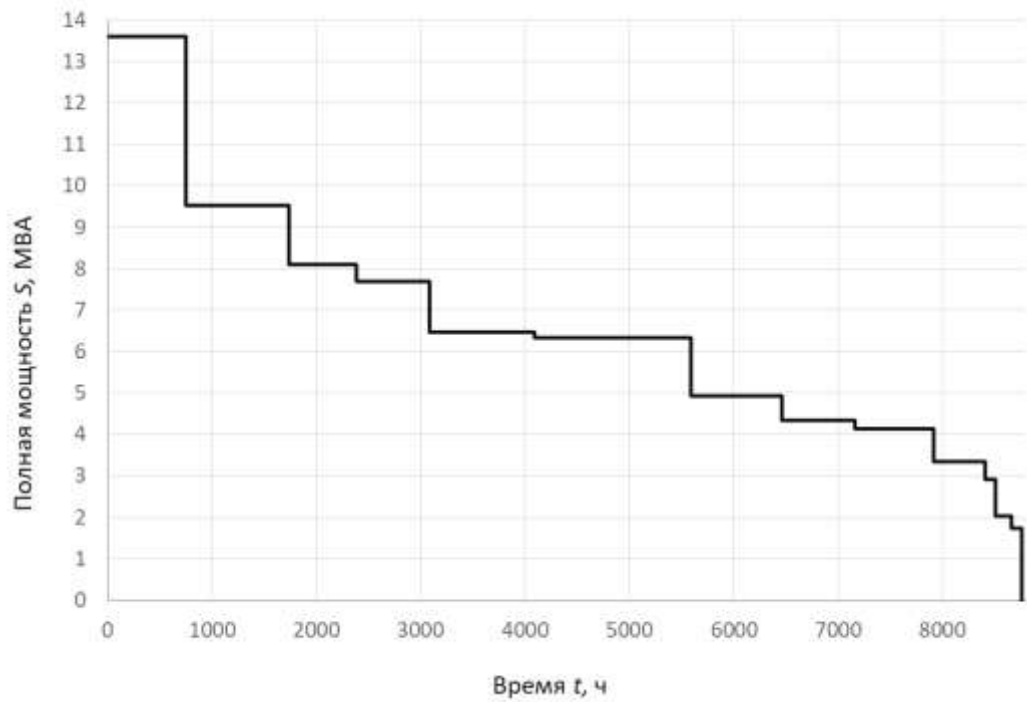


Рисунок 4 - Годовой график полной мощности

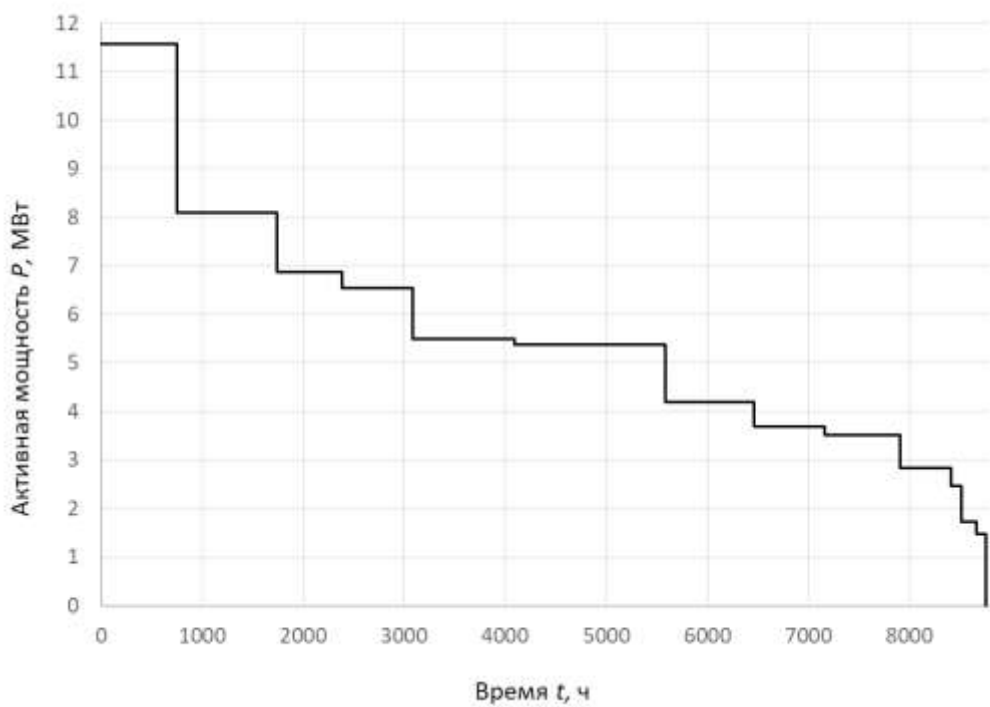


Рисунок 5 – Годовой график активной мощности

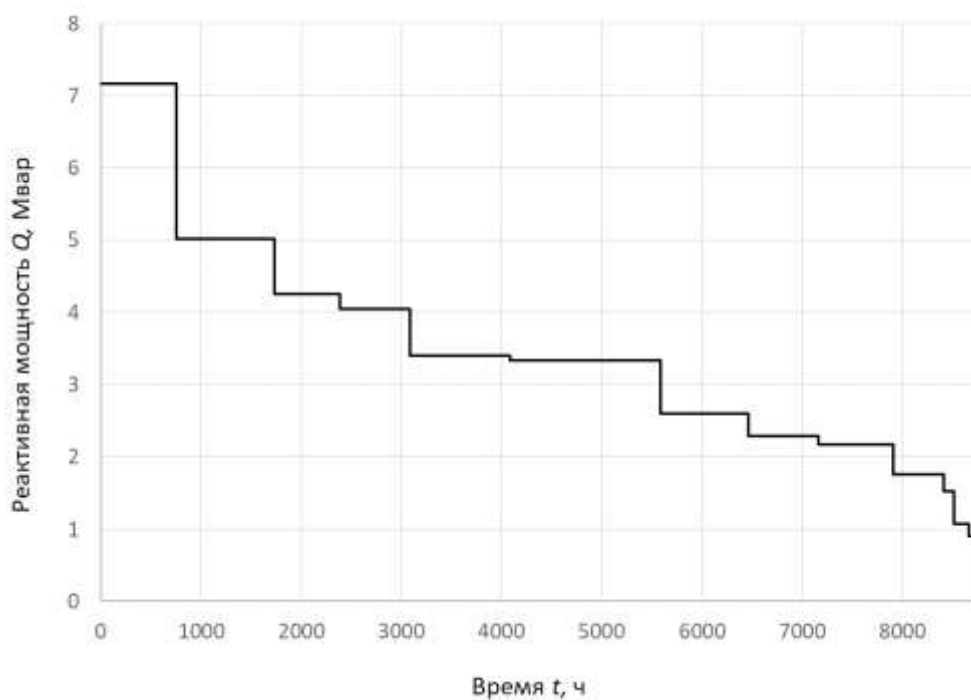


Рисунок 6 – Годовой график реактивной мощности

Таблица 1 - Данные годовых графиков нагрузки

Номер ступени	Длительность ступени	Полная мощность ступени, МВА	Активная мощность ступени, МВт	Реактивная мощность ступени, Мвар	Электрическая энергия на ступени графика, МВт·ч
1	750	13,6	11,56	7,164245	8670
2	987	9,52	8,092	5,014971	7986,804
3	650	8,092	6,8782	4,262726	4470,83
4	700	7,6874	6,53429	4,049589	4574,003
5	1000	6,457416	5,488804	3,401655	5488,804
6	1500	6,328268	5,379028	3,333622	8068,541
7	875	4,936049	4,195641	2,600225	3671,186
8	698	4,343723	3,692164	2,288198	2577,131
9	750	4,126537	3,507556	2,173788	2630,667
10	500	3,342495	2,841121	1,760768	1420,56
11	100	2,90797	2,471775	1,531869	247,1775
12	150	2,035579	1,730242	1,072308	259,5364
13	100	1,730242	1,470706	0,911462	147,0706
Суммарное значение электрической энергии W_{Σ} , МВт·ч					50212,3105

Определим показатели графиков нагрузок подстанции.

Суммарное потребление электрической энергии на подстанции:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{13} W_i \quad (6)$$

Среднегодовая мощность согласно годового графика активной мощности (рисунок 5):

$$P_{cp} = \frac{W_t}{8760} = \frac{50212,3105}{8760} = 5,732 \text{ (МВт)} \quad (7)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия, определяется МВт·ч.

Коэффициент заполнения:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{ПС\max}} = \frac{5,732}{11,56} = 0,496. \quad (8)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{\max} = \frac{W_t}{P_{ПС\max}} = \frac{50212,3105}{11,56} = 4343,625 \text{ (ч)}. \quad (9)$$

Выводы по разделу 1.

Определено месторасположение подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ и определена компоновка подстанции. Площадь подстанции составляет 6084 м², а размеры подстанции 78×78 м. Определена электрическая схема подстанции 35/10 кВ «Большие Салы». Схема ОРУ 35 кВ – 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора», а схема РУ 10 кВ - «Одна секционированная система шин». Определена текущая максимальная загрузка подстанции равная $S_{ПС\max} = 13,6$ МВА, а также построены годовые графики нагрузок подстанции.

2 Выбор силовых трансформаторов

2.1 Определение требуемой мощности трансформаторов

Используя данные таблицы 1 и значение максимальной полной мощности подстанции определенное в выражении (2) найдем расчетное значение мощности силового трансформатора на подстанции по выражению:

$$S_{СТ\ расч} = \frac{S_{ПС\ max} \cdot K_{I,II}}{k_{ан} (n - 1)} \quad (10)$$

где $K_{I,II}$ - доля участия потребителей первой и второй категорий надежности в общей нагрузке подстанции, принимаем равным 0,85;

$k_{ан}$ - значение коэффициента максимально допустимой перегрузки подстанции, принимаем равным 1,4;

n - число трансформаторов установленных на подстанции, принимаем равным 2.

Используя выражение (10) для подстанции «Большие Салы» получим:

$$S_{СТ\ расч} = \frac{13,6 \cdot 0,85}{1,4(2 - 1)} = 8,257 \text{ МВА} \quad (11)$$

Промышленностью выпускаются силовые трансформаторы нормируемых значений мощностей, поэтому используя значение из выражения (11) и данные [2] определим требуемую стандартную мощность по условию:

$$S_{СТ\ норм} \geq S_{СТ\ расч} \quad (12)$$

Условию (12) удовлетворяют две мощности из стандартной шкалы мощностей трансформаторов [2] 10 и 16 МВА.

Используя каталоги производителей силовых трансформаторов определим типы силовых трансформаторов с мощностями 10 и 16 МВА и их паспортные данные. При поиске силовых трансформаторов по каталогам производителей необходимо учитывать, что силовые трансформаторы должны иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), а также должны иметь номинальное напряжение обмотки ВН 35 кВ, а обмотки НН 10 кВ. Типы выбранных трансформаторов и их паспортные данные занесем в таблицу 2. Анализ каталогов производителей трансформаторного оборудования показал, что в номенклатуре производимых силовых трансформаторов с напряжением обмоток ВН 35 кВ отсутствуют силовые трансформаторы с устройствами РПН, только с устройствами ПБВ – устройство переключения возбуждения без нагрузки. Данное устройство позволяет выполнять сезонную регулировку, но не позволяет выполнять частое регулирование напряжения на стороне 10 кВ, так как для этого требуется отключение потребителей подстанции на время осуществления переключений.

Таблица 2 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери КЗ, кВт	Потери ХХ, кВт
		ВН	НН					
ТД	10000	38,5	10,5	Y/D-11	8,0	0,2	60	12
ТД	16000	38,5	10,5	Y _H /D-11	8,0	0,11	90	20

Для выбора оптимальной мощности силового трансформатора необходимо выполнить расчет технико-экономических показателей для

каждого варианта. Техничко-экономическое сравнение выполним по методике представленной в [13] [16].

2.2 Техничко-экономические показатели варианта с трансформаторами ТД 10000/35/10

Выполним расчет технико-экономических показателей для варианта с двумя силовыми трансформаторами марки ТД 10000/35/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор». При проведении расчетов будем использовать паспортные данные представленные в таблице 2, графики представленные на рисунках 4, 5 и 6, а также данные таблицы 1.

Определим максимальный коэффициент загрузки трансформатора при условии отключения второго:

$$k_3 = \frac{S_{ПС\max}}{S_{СТ\text{ норм}}} = \frac{13,6}{10} = 1,36 \quad (13)$$

Реактивная мощность для режима холостого хода трансформатора, определяется по паспортным данным:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{СТ\text{ норм}} = \frac{0,2}{100} \cdot 10000 = 20 \text{ (квар)} \quad (14)$$

Реактивная мощность для режима короткого замыкания трансформатора, определяется по паспортным данным:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{ном\ T} = \frac{8}{100} \cdot 10000 = 800 \text{ (квар)} \quad (15)$$

Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P'_k = \Delta P_{K3} + k_{un} \cdot Q_{K3} = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{ (кВт)} \quad (16)$$

Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 20 = 13 \text{ (кВт)} \quad (17)$$

Суммарное значение приведенных потерь в силовом трансформаторе для первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 4):

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 13 + 1,36^2 \cdot 100 = 197,96 \text{ (кВт)} \quad (18)$$

Значение экономически эффективной мощности:

$$S_{эПЦ} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{13}{100}} = 5099 \text{ (кВА)} \quad (19)$$

По выражению (19) получаем, что при снижении нагрузки на подстанции ниже значения 5099 кВА один из трансформаторов можно вывести из работы для снижения потерь.

Приведем методику расчета потерь электрической энергии на подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ при работе по графику представленному на рисунке 4. Эта методика позволяет оценить суммарное значение потерь необходимое для расчета их стоимости.

Потери электрической энергии в режиме холостого хода:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_x \cdot T_i, \quad (20)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 4);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (19);

P'_x - приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода из выражения (17);

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 4).

Потери электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i \quad (21)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 4);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (19);

P'_k - приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания из выражения (16);

k_{zi} - коэффициент загрузки трансформаторов на i -й ступени годового графика нагрузок;

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 4).

Суммарные потери электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (22)$$

Используя данные таблицы 1, значения полученные в выражениях (16) и (17), выражение для определения коэффициента загрузки (13), а также выражения для определения потерь электрической энергии на подстанции (20)

- (22) заполним для варианта с двумя трансформаторами ТД 10000/35/10 таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет потерь электрической энергии

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_3	W_{ki} , МВт·ч
13,6	2	750	19,5	1,36	69,36
9,52	2	987	25,662	0,952	44,7261
8,092	2	650	16,9	0,8092	21,28115
7,6874	2	700	18,2	0,76874	20,68364
6,457416	2	1000	26	0,645742	20,84911
6,328268	2	1500	39	0,632827	30,03523
4,936049	1	875	11,375	0,493605	21,31901
4,343723	1	698	9,074	0,434372	13,16981
4,126537	1	750	9,75	0,412654	12,77123
3,342495	1	500	6,5	0,334249	5,586136
2,90797	1	100	1,3	0,290797	0,845629
2,035579	1	150	1,95	0,203558	0,621537
1,730242	1	100	1,3	0,173024	0,299374
$\sum W_{xi}$, МВт·ч			186,511	$\sum W_{ki}$, МВт·ч	261,548
$\Delta W_{ПС}$, МВт·ч			448,0589599		

Стоимость потерь электрической энергии определим с учетом стоимости 1 кВт·ч $C_9 = 1,81$ руб/ кВт·ч:

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{ПС} = 1,81 \cdot 448,0589 \cdot 1000 = 810,98 \text{ (тыс. руб)} \quad (23)$$

Годовые отчисления:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 14650000 \cdot 2 = 2754,2 \text{ (тыс. руб)} \quad (24)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (руб);

n - число трансформаторов.

Приведенные затраты:

$$Z_{np} = E_H \cdot K \cdot n + I_o + I_s, \quad (25)$$

где E_H - коэффициент дисконтирования, 0,15.

По выражению (25) используя значения полученные в (23) и (24) получим:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 14650000 \cdot 2 + 2754200 + 810980 = 7960,2 \text{ (тыс. руб)} \quad (26)$$

Полученное в (26) значение сравним с аналогичным значением для варианта с двумя трансформаторами ТД 16000/35/10, по этому сравнению. Будет окончательно выбран вариант установки силовых трансформаторов на подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ.

2.3 Технико-экономические показатели варианта с трансформаторами ТД 16000/35/10

Выполним расчет технико-экономических показателей для варианта с двумя силовыми трансформаторами марки ТД 16000/35/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор». При проведении расчетов будем использовать паспортные данные представленные в таблице 2, графики представленные на рисунках 4, 5 и 6, а также данные таблицы 1.

Определим максимальный коэффициент загрузки трансформатора при условии отключения второго:

$$k_3 = \frac{S_{ПС\max}}{S_{СТ\text{норм}}} = \frac{13,6}{16} = 0,85 \quad (27)$$

Реактивная мощность для режима холостого хода (ХХ) трансформатора, определяется по паспортным данным:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{CT\text{ норм}} = \frac{0,11}{100} \cdot 16000 = 17,6 \text{ (квар)} \quad (28)$$

Реактивная мощность для режима короткого замыкания (КЗ) трансформатора, определяется по паспортным данным:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{ном T} = \frac{8}{100} \cdot 16000 = 1280 \text{ (квар)} \quad (29)$$

Приведенные потери активной мощности в режиме КЗ:

$$P'_к = \Delta P_{КЗ} + k_{ин} \cdot Q_{кз} = 90 + 0,05 \cdot 1280 = 154 \text{ (кВт)} \quad (30)$$

Приведенные потери активной мощности в режиме ХХ:

$$P'_x = \Delta P_{ХХ} + k_{ин} \cdot Q_{xx} = 20 + 0,05 \cdot 17,6 = 20,88 \text{ (кВт)} \quad (31)$$

Суммарное значение приведенных потерь в силовом трансформаторе для первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 4):

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_к = 20,88 + 0,85^2 \cdot 154 = 132,145 \text{ (кВт)} \quad (32)$$

Значение экономически эффективной мощности:

$$S_{э\text{ ПС}} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{20,88}{154}} = 8331,819 \text{ (кВА)} \quad (33)$$

По выражению (19) получаем, что при снижении нагрузки на подстанции ниже значения 8331,819 кВА один из трансформаторов можно вывести из работы для снижения потерь.

Приведем методику расчета потерь электрической энергии на подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ при работе по графику представленному на рисунке 4. Эта методика позволяет оценить суммарное значение потерь необходимое для расчета их стоимости.

Потери электрической энергии в режиме холостого хода:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_x \cdot T_i, \quad (34)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 4);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (33);

P'_x - приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода из выражения (31);

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 4).

Потери электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i \quad (35)$$

где i - номер ступени годового графика нагрузок (рисунок 4);

n_i - число трансформаторов работающих на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения полученного в (33);

P'_k - приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания из выражения (30);

k_{zi} - коэффициент загрузки трансформаторов на i -й ступени годового графика нагрузок;

T_i - длительность i -й ступени годового графика (рисунок 4).

Суммарные потери электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (36)$$

Используя данные таблицы 1, значения полученные в выражениях (30) и (31), выражение для определения коэффициента загрузки (27), а также выражения для определения потерь электрической энергии на подстанции (34) - (36) заполним для варианта с двумя трансформаторами ТД 16000/35/10 таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет потерь электрической энергии

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_3	W_{ki} , МВт·ч
13,6	2	750	31,32	0,85	41,724375
9,52	2	987	41,21712	0,595	26,90554598
8,092	1	650	13,572	0,50575	25,60388456
7,6874	1	700	14,616	0,4804625	24,88500626
6,457416	1	1000	20,88	0,4035885	25,08408631
6,328268	1	1500	31,32	0,39551673	36,13613474
4,936049	1	875	18,27	0,308503049	12,82471422
4,343723	1	698	14,57424	0,271482683	7,922466475
4,126537	1	750	15,66	0,257908549	7,682692687
3,342495	1	500	10,44	0,208905925	3,360409781
2,90797	1	100	2,088	0,181748155	0,508698833
2,035579	1	150	3,132	0,127223708	0,373893642
1,730242	1	100	2,088	0,108140152	0,180092104
$\sum W_{xi}$, МВт·ч			219,17736	$\sum W_{ki}$, МВт·ч	
$\Delta W_{ПС}$, МВт·ч			432,3693606		

Стоимость потерь электрической энергии определим с учетом стоимости 1 кВт·ч $C_3 = 1,81$ руб/ кВт·ч:

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{ПС} = 1,81 \cdot 432,369 \cdot 1000 = 782,588 \text{ (тыс. руб)} \quad (37)$$

Годовые отчисления:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 17475000 \cdot 2 = 3285,3 \text{ (тыс. руб)} \quad (38)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (руб);

n - число трансформаторов.

По выражению (25) используя значения полученные в (37) и (38) получим:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 17475000 \cdot 2 + 3285300 + 782588 = 9310,4 \text{ (тыс. руб)} \quad (39)$$

2.4 Выбор оптимального варианта

Оптимальным вариантом силового трансформатора для подстанции согласно методике представленной в [16] [13] будет считаться вариант с наименьшей величиной приведенных затрат, так как это значение включает в себя как стоимость потерь электрической энергии, так и стоимость ежегодных отчислений. Для оптимального выбора варианта выполним сравнение значений приведенных затрат для двух трансформаторов марки ТД 10000/35/10 полученное в (26) (вариант 1) и значение для двух трансформаторов марки ТД 16000/35/10 полученное в (39) (вариант 2). Для варианта 1 значение приведенных затрат 7960,2 тыс.руб, а для варианта 2 9310,4 тыс.руб. Получаем, что для варианта 1 значение меньше, поэтому этот вариант с двумя трансформаторами ТД 10000/35/10 является оптимальным и принимается к установке на подстанции.

Выводы по разделу 2.

Определено расчетное значение мощности трансформатора для подстанции «Большие Салы» равное 8,257 МВА. Полученное значение учитывает текущую загрузку подстанции. По полученному расчетному значению мощности силового трансформатора и используя стандартную шкалу мощностей трансформаторов принято выполнить по каталогам производителей поиск силовых трансформаторов мощностью 10 МВА и 16

МВА. Определены требования к трансформаторам для поиска по каталогам производителей.

В результате проведенного анализа каталогов производителей трансформаторного оборудования, а именно ООО «Тольяттинский Трансформатор» и Группа компаний «СВЭЛ» [3] определено, что трансформаторов классом напряжения 35 кВ с требуемыми мощностями 10 и 16 МВА и устройствами РПН нет. Принято решение использовать в проекте силовые трансформаторы с ПБВ марки ТД. Согласно каталогам ООО «Тольяттинский Трансформатор» [19] определены марки и паспортные данные для требуемых трансформаторов: ТД 10000/35/10 и ТД 16000/35/10.

Выполнен расчет технико-экономических показателей проекта с двумя трансформаторами марки ТД 10000/35/10 и двумя трансформаторами ТД 16000/35/10. Определены значения приведенных затрат учитывающие стоимость потерь электрической энергии и стоимость ежегодных отчислений с учетом стоимости каждого типа трансформаторов.

Итогом сравнения двух вариантов в проекте принято использовать вариант с двумя силовыми трансформаторами марки ТД 10000/35/10 так как величина приведенных затрат для этого варианта оказалась гораздо ниже чем для варианта с двумя трансформаторами ТД 16000/35/10.

3 Токи короткого замыкания

3.1 Определение расчетных точек

Для выбора высоковольтного оборудования подстанции 35/10 «Большие Салы» необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания (ТКЗ). Расчет ТКЗ необходимо выполнить согласно схемы подстанции на которой должны быть отмечены расчетные точки. Схема подстанции представлена на рисунке 3, используем эту схему для определения точек для расчета ТКЗ, расчетные точки нанесем на схему представленную на рисунке 7.

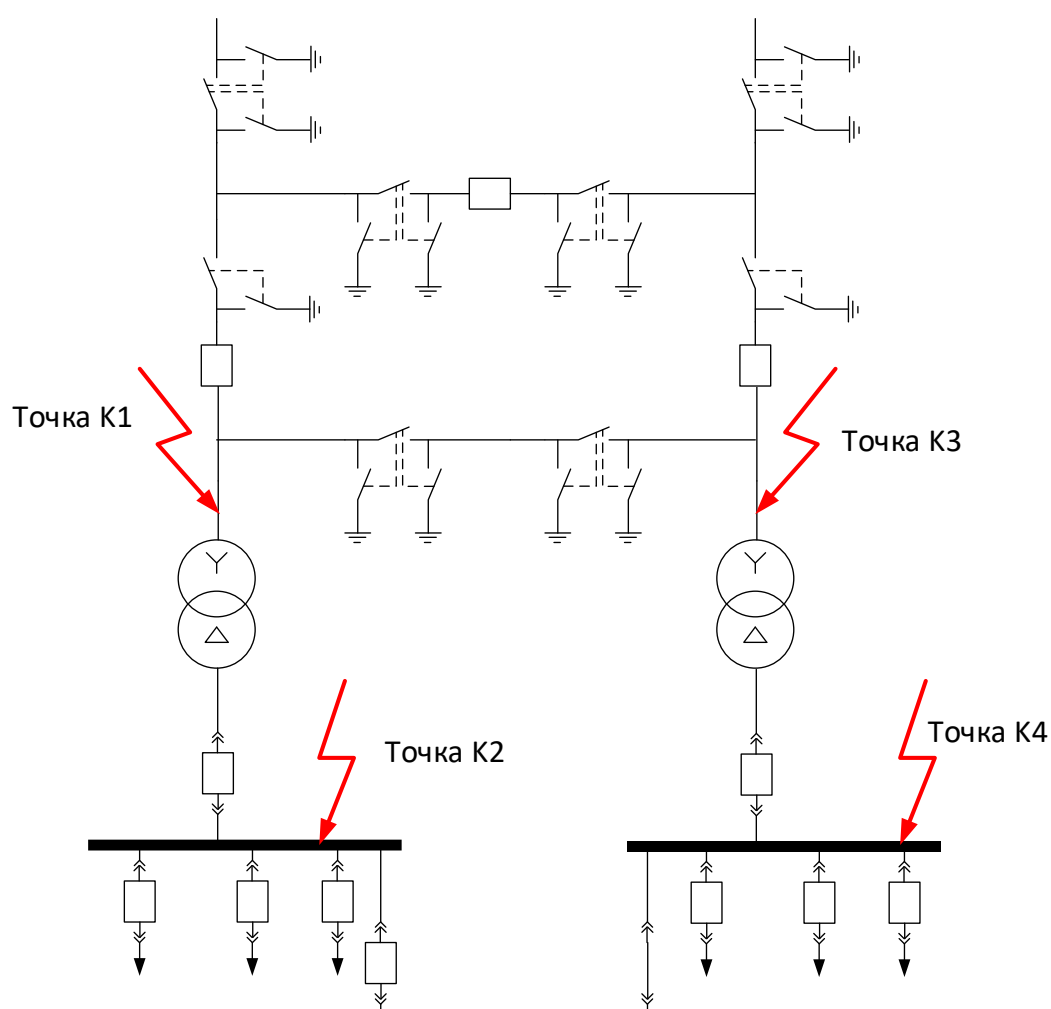


Рисунок 7 - Определение расчетных точек

На рисунке 7 определены расчетные точки. Всего определено четыре расчетных точки: две на стороне 35 кВ и 2 на стороне 10 кВ. Точки определялись исходя из необходимости выбора коммутационных аппаратов и необходимости расчета уставок релейной защиты.

Так как на подстанции установлено два одинаковых трансформатора, то ТКЗ в точках К2 и К4, а также в точках К1 и К3 будут одинаковыми, поэтому в расчет ТКЗ будем вести только для точек К1 и К2. Для всех расчетных точек будем определять симметричные и несимметричные ТКЗ.

3.2 Расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции

Для расчета симметричных ТКЗ необходимо составить расчетную схему на основании схемы представленной на рисунке 7. Расчетная схема для расчета симметричных ТКЗ представлена на рисунке 8.

Для схемы замещения принято, что при расчете ТКЗ на стороне выше 1000 В учитываются только индуктивные сопротивления элементов, поэтому элементы выключатель и разъединитель на схеме замещения отсутствуют. Для проведения расчетов ТКЗ необходимо определить мощность системы и длину воздушной ЛЭП напряжением 35 кВ приходящей на подстанцию.

Определим параметры схемы замещения. Расчет выполним в именованных единицах. Для этого необходимо определить базисные сопротивления всех элементов представленных на схеме замещения.

Базисное значение сопротивления системы:

$$x_{*bc} = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{1000}{3400} = 0,294, \quad (40)$$

где S_k - мощность короткого замыкания во внешней энергосистеме, принята равной 3400 МВА, так как подстанция удалена от источников питания;

S_{σ} - базисная мощность, согласно [16] [13] может быть принята равной 1000 МВА.

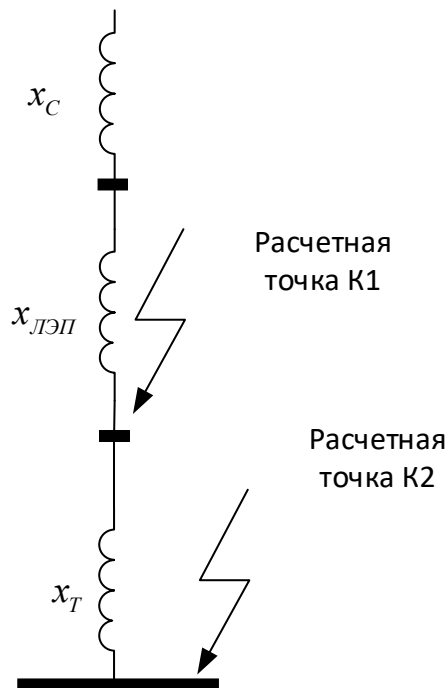


Рисунок 8 - Схема замещения для расчета симметричных ТКЗ

Базисное сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$x_{*бл} = x_{y0} l \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 52 \cdot \frac{1000}{37^2} = 15,19, \quad (41)$$

Базисное сопротивление силового трансформатора марки ТД 10000/35/10:

$$x_{*бт} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{8}{100} \frac{1000}{10} = 8, \quad (42)$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*резK1} = x_{*бC} + x_{*бЛ} = 0,294 + 15,19 = 15,5. \quad (43)$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*резK2} = x_{*резK1} + x_{*бТ} = 15,5 + 8 = 23,5. \quad (44)$$

Базисный ток для К1:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{I_{б}}{x_{*резK1}} = \frac{15,6}{15,5} = 1,01 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Ударный ТКЗ в точке К1:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 1,8 = 2,56 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)} \quad (48)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{x_{*резК2}} = \frac{54,98}{23,5} = 2,34 \text{ (кА)} \quad (49)$$

Ударный ТКЗ в точке К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,34 \cdot 1,94 = 6,423 \text{ (кА)} \quad (50)$$

3.3 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции

Для расчета несимметричных ТКЗ необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Согласно [8] при расчете несимметричных ТКЗ можно использовать схему замещения для расчета симметричных ТКЗ как схему прямой и обратной последовательностей. Так как схема соединения обмоток трансформатора ТД 10000/35/10 согласно звезда/треугольник, то для данной схемы мы не можем составить схему замещения нулевой последовательности, так как на подстанции нет заземленных обмоток которые могут составить путь протекания токов нулевой последовательности. Поэтому расчет несимметричных ТКЗ сведется к определению двухфазного КЗ на стороне 35 и 10 кВ.

При расчете двухфазных КЗ примем, что схемы прямой и обратной последовательностей, а также результирующие сопротивления до расчетных точек КЗ идентичны сопротивлениям полученным при расчете симметричных ТКЗ.

Используя значения полученные в (43) и (45) определим начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ в расчетной точке К1:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{2x_{*резК1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15,6}{2 \cdot 15,5} = 0,873 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 0,873 \cdot 1,8 = 2,22 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Используя значения полученные в (48) и (44) определим начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ в расчетной точке К2:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{2x_{*резК1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,98}{2 \cdot 23,5} = 2,027 \text{ (кА)} \quad (53)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,027 \cdot 1,94 = 5,562 \text{ (кА)} \quad (54)$$

Для наглядности сопоставления результатов расчета ТКЗ составим таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
	Периодическая составляющая, кА	Ударный ток, кА	Периодическая составляющая, кА	Ударный ток, кА
К1	1,008	2,565	0,873	2,221
К2	2,341	6,423	2,027	5,562

Так как согласно данным таблицы 5 максимальные значения получены для трехфазных токов КЗ, то их необходимо использовать при выборе и проверки высоковольтного оборудования на подстанции «Большие Салы».

Выводы по разделу 3.

На схеме подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ определены расчетные точки для определения уровней токов короткого замыкания. Определено, что расчет Токов короткого замыкания необходимо проводить в двух точках: первая точка К1 на стороне 35 кВ, вторая точка К2 на стороне 10 кВ.

Составлена схема замещения для расчета симметричных токов короткого замыкания в точках К1 и К2. Выполнен расчет параметров схемы замещения.

Определены значения трехфазных токов короткого замыкания для точек К1 и К2. Для точки К1 определено, что начальное значение периодической составляющей равно 1,008 кА, а ударный ток равен 2,565 кА. Для точки К2 получено, что начальное значение периодической составляющей равно 2,341 кА, а ударный ток равен 6,423 кА.

Выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции «Большие Салы». Так как подстанция имеет класс напряжения 35/10 кВ и соответственно обмотка ВН трансформатора соединена по схеме «звезда», а обмотка 10 кВ соединена по схеме «треугольник», то из несимметричных токов короткого замыкания были определены значения только двухфазного ТКЗ. Для точки К1 начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ равно 0,873 кА, а ударный ток равен 2,221 кА. Для точки К2 начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ равно 2,027 кА, а ударный ток равен 5,562 кА. Принято использовать значения трехфазного тока короткого замыкания при выборе и проверке оборудования подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ.

4 Выбор оборудования

Для выбора оборудования на подстанции необходимо первоначально определить некоторые значения, по которым будет выполняться поиск подходящего оборудования по каталогам производителей. При выборе оборудования, во-первых, необходимо учитывать номинальные напряжения. Так для стороны высокого напряжения подстанции «Большие Салы» все оборудование должно иметь номинальное значение напряжения равное $U_{ВН} = 35$ кВ, а для стороны низкого напряжения все оборудование должно иметь номинальное напряжение $U_{НН} = 10$ кВ. Далее определим расчетные параметры.

Ток на стороне ВН подстанции «Большие Салы»:

$$I_{ВН\text{ ном}} = 1,4 \frac{S_{СТ}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,94 \text{ (А)} \quad (55)$$

Ток на стороне НН подстанции «Большие Салы»:

$$I_{НН\text{ ном}} = 1,4 \frac{S_{СТ}}{\sqrt{3}U_{НН}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ (А)} \quad (56)$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в расчетное время размыкания контактов выключателя. При этом примем что максимальное время размыкания контактов выключателя 0,05 с как для стороны ВН, так и для стороны НН. Значение постоянной времени затухания апериодической составляющей ТКЗ для стороны ВН $T_a = 0,08$ с, а для стороны НН $T_a = 0,05$ согласно [8].

Для стороны ВН получим:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,008 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,08}} = 0,763 \text{ (кА)} \quad (57)$$

Для стороны НН получим:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,341 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,218 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Тепловой импульс на стороне ВН:

$$B_k = I_{n0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,008^2 \cdot (0,05 + 0,08) = 0,132 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (59)$$

Тепловой импульс на стороне НН:

$$B_k = I_{n0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,341^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 0,548 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (60)$$

Далее мы можем перейти к поиску подходящего оборудования по каталогам производителей. Согласно методикам выбора оборудования представленным в [16] и [13] необходимо выполнять сравнение расчетных значений теплового импульса полученных в (59) и (60) с каталожными данными. Однако в каталогах производителей данный параметр не представлен и необходимо выполнять его расчет по выражению:

$$B_k = I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (61)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости выключателя, представлен в каталогах производителей, кА;

$t_{откл}$ - собственное время отключения выключателей, представлено в каталогах производителей, с.

При выполнении ВКР необходимо использовать преимущественно оборудование отечественного производства. На отечественном рынке высоковольтного оборудования представлено большое число производителей. В работе предлагается использовать оборудования производителей, которые размещают полные каталоги своего оборудования с указанными параметрами.

Выбору на подстанции для стороны 35 кВ подлежат согласно схеме, представленной на рисунке 3 высоковольтные выключатели, разъединители с одним и с двумя заземляющими ножами, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Сведем выбор оборудования в таблицу 6. На стороне 35 кВ предлагается установить элегазовые колонковые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-35 [1]. Разъединители горизонтально-поворотные типа РГ-35 [12].

В проекте реконструкции подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ предлагается не использовать традиционные измерительные трансформаторы тока и напряжения, а вместо них использовать цифровые оптические измерительные трансформаторы. Данные трансформаторы имеют ряд особенностей выбора по сравнению с традиционными, т.е. нет необходимости выполнять расчет мощности подключаемых приборов, так как подключение выполняется по цифровым каналам, а также мы можем через интерфейс управления задавать коэффициенты трансформации, т.е. номинальные токи для измерительных трансформаторов тока, в таблице 6, подбираются как ближайшие большие стандартные значения.

Для установки на подстанции, на стороне 35 кВ, принимаем комбинированный цифровой трансформатор тока и напряжения марки ЦТТН-35, цифровой трансформатор тока ЦТТ-35 [20].

Выбор оборудования на стороне 10 кВ подстанции «Большие Салы», сведем в таблицу .

Для установки на подстанции примем комплектные распределительные устройства марки КРУ СЭЩ-80-10Н, производства ОАО «Электрощит», г. Самара.

Таблица 6 - Выбор оборудования на стороне 35 кВ

Наименование параметра	Единица измерения параметра	Высоковольтный выключатель		Высоковольтный разъединитель		Измерительный трансформатор тока		Измерительный трансформатор напряжения	
		Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
Номинальное напряжение	кВ	35	35	35	35	35	35	35	35
Номинальный ток	А	230,94	3150	230,94	1000	230,94	250	230,94	-
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $I_{пт}$	кА	1,008	50	1,008	-	1,008	-	1,008	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $i_{ат}$	кА	0,763	50	0,763	-	0,763	-	0,763	-
Проверка по электродинамической стойкости	кА	2,565	125	2,565	50	2,565	150	2,565	150
Проверка на термическую стойкость	кА ² с	0,132	87,5	0,132	1200	0,132	1200	0,132	1200

Таблица 7 - Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Единица измерения параметра	Высоковольтный выключатель		Измерительный трансформатор тока		Измерительный трансформатор напряжения	
		Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
Номинальное напряжение	кВ	10	10	10	10	10	10
Номинальный ток	А	808,3	1000	808,3	1000	808,3	-
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $I_{нт}$	кА	2,341	20	2,341	-	2,341	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $i_{ат}$	кА	1,218	20	1,218	-	1,218	-
Проверка по электродинамической стойкости	кА	6,423	51	6,423	150	6,423	150
Проверка на термическую стойкость	кА ² с	0,548	7803	0,548	1200	0,548	1200

Комплектное распределительное устройство СЭЩ-80-10Н комплектуется вакуумным выключателем марки ВВЕ-СЭЩ-10. Дополнительно для КРУ будем также использовать цифровые трансформаторы тока и напряжения. Трансформаторы тока марки ЦТТ-10 и трансформаторы напряжения марки ЦТН-10(6) [20].

Выводы по разделу 4.

Выполнен расчет параметров необходимых для оптимального выбора высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции. Определены значения номинальных токов для стороны ВН 230,94 А, а для стороны НН 808,3А. Определены значения апериодической составляющей тока КЗ с учетом ее затухания для стороны ВН 0,763 кА, а для стороны НН 1,218 кА. Определены значения интеграла Джоуля (теплового импульса) для стороны ВН 0,132 кА²·с, а для стороны НН 0,548 кА²·с.

Согласно полученным расчетным значениям выбрано оборудование для стороны 35 кВ и для стороны 10 кВ подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ. Для стороны 35 кВ выбраны разъединители горизонтально-поворотные с одним заземляющим ножом марки РГ-35-1000, с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-35-1000, высоковольтные элегазовые выключатели марки ВГТ-35-1000, комбинированные цифровые трансформаторы тока и напряжения марки ЦТТН-35, цифровые трансформаторы тока марки ЦТТ-35. На стороне 10 кВ подстанции предлагается использовать шкафы комплектных распределительных устройств для внутренней установки, так как РУ-10 кВ расположено в здании. Предлагаются шкафы КРУ производства ОАО «Электроцит» г. Самара марки СЭЩ-80-10Н. Данные шкафы предлагается укомплектовать выключателями марки ВВЕ-СЭЩ-10, трансформаторами тока марки ЦТТ-10 и трансформаторами напряжения марки ЦТН-10(6). Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям и может быть установлено на объекте.

5 Релейная защита

На подстанции проектом реконструкции предлагается использовать цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения. Это позволяет отказаться от аналоговых сигналов и повысить точность измеряемых данных по току и напряжению. Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов рассмотрим блок цифровой защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург. [10]

Схема подключения цифрового терминала защиты силовых трансформаторов представлена на рисунке 9.

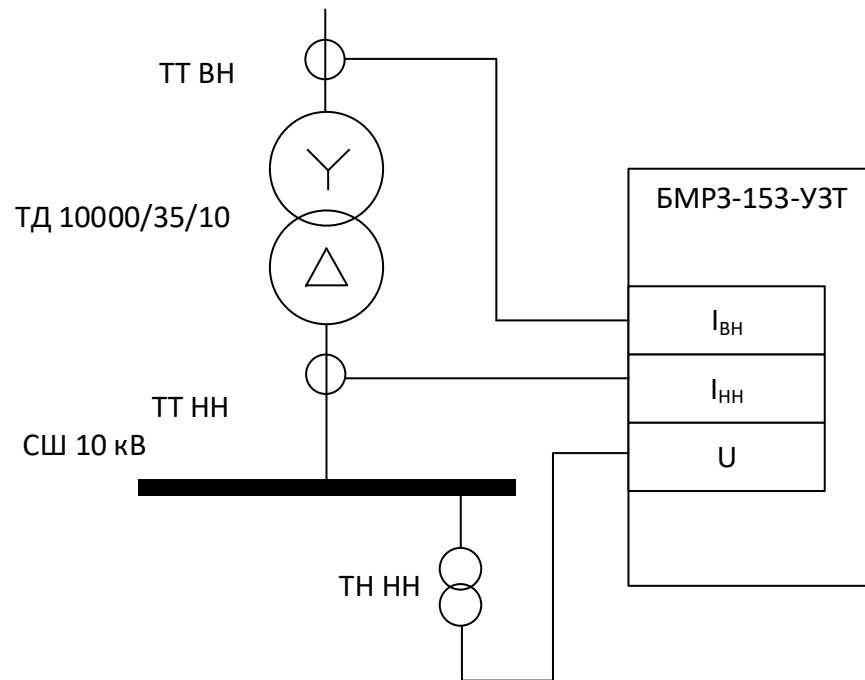


Рисунок 9 - Подключение измерительных цепей цифрового блока защиты

Определим номинальный первичный ток на стороне ВН:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156,041 \text{ (А)} \quad (62)$$

Ток на стороне НН:

$$I_{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,857 \text{ (A)} \quad (63)$$

Вторичный ток на стороне ВН с учетом выбранного коэффициента трансформации $K_I = 250 / 1$:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I} = \frac{156,04}{250} = 0,624 \text{ (A)} \quad (64)$$

Вторичный ток на стороне НН с учетом выбранного коэффициента трансформации $K_I = 1000 / 1$:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I} = \frac{549,857}{1000} = 0,55 \text{ (A)} \quad (65)$$

Относительное значение максимального тока КЗ:

$$I_{КЗ.ВН.маx} = \frac{I_{n0}^{(3)}}{I_{ном}} = \frac{2341}{156,04} = 15,003, \text{ (A)} \quad (66)$$

Уставка токовой отсечки (ТО):

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} K_{нб} I_{КЗ.ВН.маx} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 15,003 = 12,602 \text{ (A)} \quad (67)$$

Полученное в (67) значение округлим до ближайшего целого. Примем уставку ТО равную 13.

Уставки ДЗТ – 2.

Базовая уставка второй ступени $\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ А.}$, а метрологическую

погрешность примем $\Delta f_{добав} = 0,04$.

«Расчетное значение дифференциального тока:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}), \quad (68)$$

где $K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$K_{пер} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [10].

По выражению (68) определим значение дифференциального тока:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04) = 0,288 \text{ (А)}$$

Выражение для определения коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \frac{I_{торм}}{I_{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}), \quad (69)$$

По выражению (69) получим:

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04) = 0,88$$

Коэффициент торможения определим по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (70)$$

Используя (70) получим, что коэффициент торможения должен быть больше либо равен:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04)}{0,88} = 32,727$$

Значение первой точки излома для тормозной характеристики определяется по выражению:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100}{K_{\text{торм}}}, \quad (71)$$

Используя (71) получим:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{32,727} = 0,917$$

Вторая точка излома тормозной характеристики согласно [10] принимается из диапазона 1,5-2. Примем равную: $\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}} = 1,5$

Далее необходимо выбрать уставку блокировки срабатывания защиты трансформатора при броске тока намагничивания. Согласно [10] это значение может принимать значения от 0,15 до 0,2. Примем $\frac{I_{\text{д22}}}{I_{\text{д21}}} = 0,15$.

«Уставка сигнала перегрузки определяется по выражению:

$$I_{c.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\epsilon}}, \quad (72)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки; $K_{\epsilon} = 0,95$ – коэффициент возврата» [10].

По (72) для стороны ВН получим:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 0,624}{0,95} = 0,69,$$

По (72) для стороны НН получим:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 0,549}{0,95} = 0,638,$$

Проверка правильности расчета уставок осуществляется через расчет коэффициента чувствительности защиты. Для его определения необходимо рассчитать первичный ток срабатывания защиты без учета торможения по выражению:

$$I_{c.з} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (73)$$

Используя ранее найденные значения и принятые уставки по выражению (73) получим:

$$I_{c.з} = 549,857 \cdot 0,3 = 164,957 A.$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне 10 кВ подстанции:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{2027}{164,957} = 12,288. \quad (74)$$

Полученное в (74) больше 2, поэтому защита чувствительна.

Выводы по разделу 5.

Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов принято установить цифровые терминалы релейной защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург. Данный терминал является самым современным из линейки продукции ООО «НТЦ «Механотроника» и имеет возможность подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения по цифровым протоколам.

Используя методику представленную производителем терминалов защиты был выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТД 10000/35/10.

Выполнен расчет коэффициента чувствительности релейной защиты при двухфазном коротком замыкании в зоне защиты на стороне 10 кВ. Полученное значение коэффициента чувствительности выше 2 и равно 12,288, поэтому защита чувствительна и может использоваться на подстанции.

6 Система заземления

Расчет заземления выполнен с использованием источников [16], [14] и [11]. Размеры подстанции определены в разделе 1 ВКР и равны 78×78 м. Так как подстанция имеет класс напряжения 35/10 кВ, а для расчета сопротивления контура заземления для установок с изолированной нейтралью необходимо приближенное значение тока замыкания на землю, то приближенно это значение определяется по выражению:

$$I_3 = \frac{U \cdot l_g}{350} = \frac{35 \cdot 130}{350} = 13, \text{ (А)} \quad (75)$$

где l_g - длина воздушных линий, км;

U - напряжение воздушной линии.

$$R_3 = \frac{250}{I_3} = \frac{250}{13} = 19,23, \text{ (Ом)} \quad (76)$$

Полученное в (76) значение очень высоко. По требованию ПУЭ сопротивление заземляющего контура для установок с изолированной нейтралью и при условии использования контура только на напряжение выше 1000 В не должно превышать 4 Ом. Поэтому примем расчетное сопротивление контура заземления $R_3 \leq 4$ Ом.

Размеры контура заземления определим из условия, что он должен быть меньше с каждой стороны на 1 м чем размеры подстанции. Таким образом получим 76×76 м.

Контур заземления будем выполнять вертикальными электродами – стальным уголком размерами 50×50×4 мм. Связка вертикальных стержней выполняется стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм².

Определим расчетное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей, для четвертой климатической зоны и с учетом того, что в районе подстанции почва – чернозем.

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho = 1,4 \cdot 20 = 28 \quad (77)$$

Определим расчетное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей, для четвертой климатической зоны и с учетом того, что в районе подстанции почва – чернозем.

$$\rho_{расч.г} = k_c \cdot \rho = 2,0 \cdot 20 = 40 \quad (78)$$

Сопротивление вертикальных заземлителей из угловой стали определяется по выражению:

$$R_{BO} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{b} + 0,51 \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (79)$$

где l - длина вертикального заземлителя, принята в расчетах 5 м;

b - ширина полки вертикального заземлителя выполненного из уголка, м, в расчетах принимаем 0,05 м;

t - расстояние от поверхности земли до середины электрода, в расчетах при глубине заложения 0,7 м примем 3,2 м.

Используя выражение (79) получим:

$$R_{BO} = \frac{0,366 \cdot 28}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,05} + 0,51 \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 5,083 \quad (80)$$

Далее определим сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (81)$$

где l длина горизонтального заземлителя, равно периметру подстанции 312 м;

b - ширина горизонтального заземлителя, м, в расчетах принято 0,04 м;

t - глубина заложения заземлителя, примем равной 0,7 м.

По выражению (81) получим:

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot 40}{312} \cdot \lg \frac{2 \cdot 312^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,328 \text{ Ом} \quad (82)$$

Используя значение полученное в (80) найдем количество вертикальных заземлителей:

$$n_T = \frac{R_{ВО}}{R_3} = \frac{5,083}{4} = 1,271 \quad (83)$$

Округлим значение полученное в (83) до большего целого, тогда получим что число вертикальных заземлителей $n_T = 2$. Вертикальные стержни располагаются по периметру подстанции, определим отношение расположения заземлителей:

$$a = \frac{l}{n_T} = \frac{304}{2} = 152 \quad (84)$$

Далее выполним расчет заземляющего контура без учета сопротивления горизонтальных заземлителей для этого определим действительное число вертикальных заземлителей:

$$n_D = \frac{n_T}{0,68} = \frac{2}{0,68} = 2,94 \approx 3 \quad (85)$$

Определим сопротивление горизонтального заземлителя с уточненным значением вертикальных электродов:

$$R_T = \frac{R_{ГО}}{0,64} = \frac{0,328}{0,64} = 0,5 \quad (86)$$

Сопротивление контура заземления:

$$R_{3V} = \frac{R_{BO} \cdot R_{ГО}}{0,68R_{BO} + 0,64R_{ГО}n_D} = \frac{5,083 \cdot 0,328}{0,68 \cdot 5,083 + 0,64 \cdot 0,328 \cdot 3} = 0,4 \quad (87)$$

Значение полученное в (87) значительно ниже требуемого: 4 Ом, что удовлетворяет условиям расчета.

Выводы по разделу 6. Выполнен расчет системы заземления подстанции. К установке принято три вертикальных заземлителя выполненных стальным уголком 50×50×4 мм, которые соединены стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм².

7 Система молниезащиты

При проектировании и реконструкции подстанций необходимо выполнять расчет системы молниезащиты, так как изменяется оборудование и компоновка оборудования на территории подстанции и соответственно зона защиты от прямых ударов молнии должна быть рассчитана исходя из этих факторов.

При расчете молниезащиты подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ будем использовать только отдельно стоящие молниеотводы марки СМ имеющие типовую конструкцию и размеры.

Согласно плану подстанции представленному в первом разделе ВКР на рисунке 2 размеры подстанции 78×78 м. Кроме размеров подстанции необходимо определить размеры наиболее высокого объекта на подстанции.

Высота РУ 10 кВ и ОПУ подстанции «Большие Салы» 6 м, высота выбранного к установке силового трансформатора марки ТД 10000/35/10 согласно каталогам производителя [19] составляет 4,75 м. Так как на подстанции применена схема 35-5АН, а ошиновка ОРУ 35 выполняется гибкими шинами, то потребуется установка шинных и ячейковых порталов на напряжение 35 кВ.

На подстанции предлагается использовать стальные шинные и ячейковые порталы марки ПС-35-Ш и ПС-35-Я1. Согласно каталогу производителя стальных порталных опор [15] высота шинного портала составляет 6,1 м, а высота ячейкового портала 7,85 м. Ячейковый портал марки ПС-35-Я1 является самым высоким объектом на ОРУ подстанции «Большие Салы» поэтому примем его высоту за высоту защищаемого объекта.

Расчет системы молниезащиты подстанции выполнен по методике представленной в [16] и на основании рекомендаций [11], [4].

Исходя из размеров подстанции примем расстояния между молниеотводами $l_1 = 75$ м, $l_2 = 75$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{75^2 + 75^2} = 106 \text{ (м)} \quad (88)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{106}{8} = 13,26. \quad (89)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 7,85 + 13,26 = 21,11 \text{ (м)} \quad (90)$$

Примем типовое значение высоты молниеотвода согласно каталогу производителя [9] СМ-25 – 25 м, тогда из выражения (90) получим:

$$h_a = h - h_x = 25 - 7,85 = 17,15 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (91)$$

$$106 \leq 137,2 \leq 137,2.$$

Условие (91) выполняется, тогда определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а также радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по формулам:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23, \text{ (м)} \quad (92)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(25 - 1,1 \cdot 7,85) = 16,365 \approx 16,4, \text{ (м)} \quad (93)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5, \text{ (м)} \quad (94)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяется по выражениям, представленным ниже:

- для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 23 - 0,14(75 - 25) = 16, \text{ (м)} \quad (95)$$

- для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 23 - 0,14(75 - 25) = 16, \text{ (м)} \quad (96)$$

Для выбранного типового молниеотвода ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5. \text{ (м)} \quad (97)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов определяются по формулам:

- для ближайших молниеотводов:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{16 - 7,85}{16} = 19,1. \text{ (м)} \quad (98)$$

- для удаленных молниеотводов:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{16 - 7,85}{16} = 19,1. \text{ (м)} \quad (99)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеотводов, а также с рассчитанной зоной действия молниезащиты

представлен в графической части ВКР на формате А1, также план молниезащиты показан на рисунке 10, где зеленым цветом показана граница зоны действия молниезащиты.

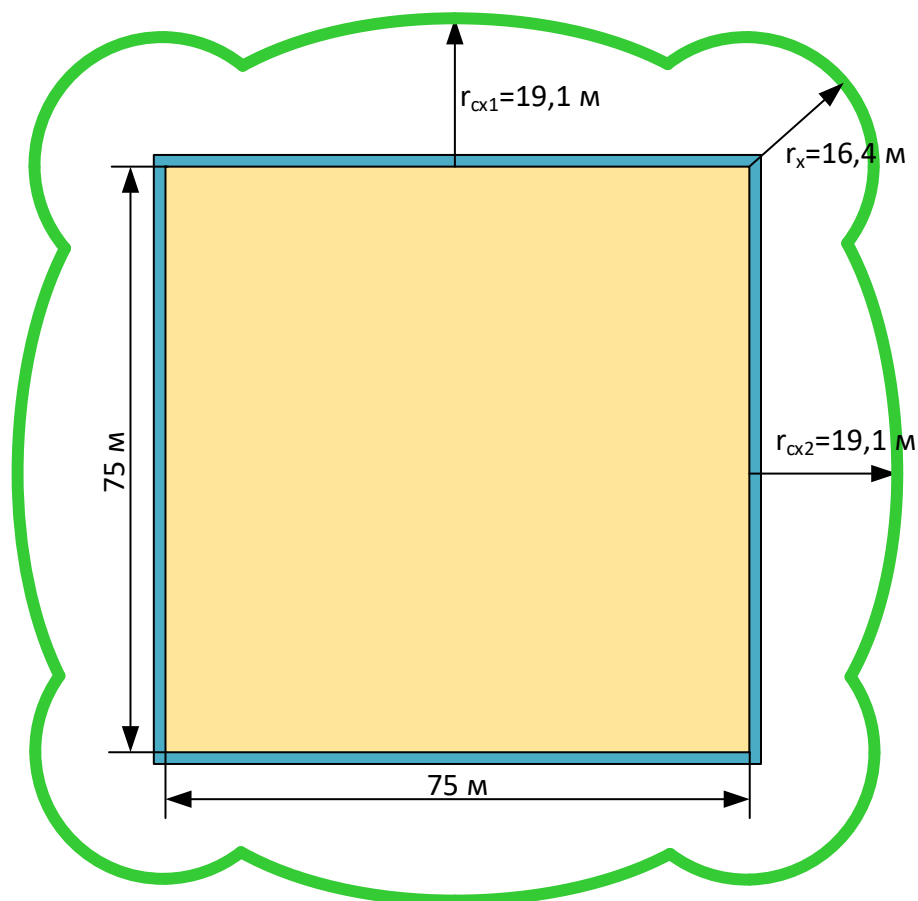


Рисунок 10 - План молниезащиты подстанции

Выводы по разделу 7.

Определен наиболее высокий объект на подстанции после реконструкции – ячейковый портал типа ПС-35-Я1 с высотой 7,85 м. Высота этого объекта принята за высоту защищаемого объекта при проведении расчета зон молниезащиты.

Выполнен расчет зон действия молниезащиты. Защита подстанции выполнена четырьмя молниеотводами марки СМ-25 с высотой 25 м.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен расчет основных параметров проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Большие Салы».

При выполнении ВКР были использованы данные представленные в открытых источниках поэтому для выполнения ВКР на первом этапе был выполнен сбор исходных данных и их анализ. Определено месторасположение подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ и определена компоновка подстанции. Площадь подстанции составляет 6084 м², а размеры подстанции 78×78 м. Схема ОРУ 35 кВ – 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора», а схема РУ 10 кВ - «Одна секционированная система шин»

Текущая максимальная нагрузка подстанции равна $S_{LC\max} = 13,6$ МВА. Для оптимального выбора силовых трансформаторов было определено расчетное значение мощности трансформатора для подстанции «Большие Салы» равное 8,257 МВА. Полученное значение учитывает текущую нагрузку подстанции. По полученному расчетному значению мощности силового трансформатора и используя стандартную шкалу мощностей трансформаторов по каталогам производителей определены два варианта силовых трансформаторов мощностью 10 МВА и 16 МВА исходя из требований.

В результате проведенного анализа каталогов производителей трансформаторного оборудования, а именно ООО «Тольяттинский Трансформатор» и Группа компаний «СВЭЛ» определено, что трансформаторов классом напряжения 35 кВ с требуемыми мощностями 10 и 16 МВА и устройствами РПН нет. Принято решение использовать в проекте силовые трансформаторы с ПБВ марки ТД. Согласно каталогам ООО «Тольяттинский Трансформатор» определены марки и паспортные данные для требуемых трансформаторов: ТД 10000/35/10 и ТД 16000/35/10.

Выполнен расчет технико-экономических показателей проекта с двумя трансформаторами марки ТД 10000/35/10 и двумя трансформаторами ТД 16000/35/10. Определены значения приведенных затрат учитывающие стоимость потерь электрической энергии и стоимость ежегодных отчислений с учетом стоимости каждого типа трансформаторов. Итогом сравнения двух вариантов в проекте принято использовать вариант с двумя силовыми трансформаторами марки ТД 10000/35/10 так как величина приведенных затрат для этого варианта оказалась гораздо ниже чем для варианта с двумя трансформаторами ТД 16000/35/10.

Далее для схемы подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ определены расчетные точки для определения уровней токов короткого замыкания. Определено, что расчет токов короткого замыкания необходимо проводить в двух точках: первая точка К1 на стороне 35 кВ, вторая точка К2 на стороне 10 кВ. Составлена схема замещения для расчета симметричных токов короткого замыкания в точках К1 и К2. Выполнен расчет параметров схемы замещения.

Определены значения трехфазных токов короткого замыкания для точек К1 и К2. Для точки К1 определено, что начальное значение периодической составляющей равно 1,008 кА, а ударный ток равен 2,565 кА. Для точки К2 получено, что начальное значение периодической составляющей равно 2,341 кА, а ударный ток равен 6,423 кА. Выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции «Большие Салы». Так как подстанция имеет класс напряжения 35/10 кВ и соответственно обмотка ВН трансформатора соединена по схеме «звезда», а обмотка 10 кВ соединена по схеме «треугольник», то из несимметричных токов короткого замыкания были определены значения только двухфазного ТКЗ. Для точки К1 начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ равно 0,873 кА, а ударный ток равен 2,221 кА. Для точки К2 начальное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ равно 2,027 кА, а ударный ток равен 5,562 кА.

По результатам расчета токов короткого замыкания принято использовать значения трехфазного тока короткого замыкания при выборе и проверке оборудования подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ.

Далее был выполнен расчет параметров необходимых для оптимального выбора высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции. Определены значения номинальных токов для стороны ВН 230,94 А, а для стороны НН 808,3А. Определены значения апериодической составляющей тока КЗ с учетом ее затухания для стороны ВН 0,763 кА, а для стороны НН 1,218 кА. Определены значения интеграла Джоуля (теплового импульса) для стороны ВН 0,132 кА²·с, а для стороны НН 0,548 кА²·с.

Согласно полученным расчетным значениям выбрано оборудование для стороны 35 кВ и для стороны 10 кВ подстанции «Большие Салы» 35/10 кВ. Для стороны 35 кВ выбраны разъединители горизонтально-поворотные с одним заземляющим ножом марки РГ-35-1000, с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-35-1000, высоковольтные элегазовые выключатели марки ВГТ-35-1000, комбинированные цифровые трансформаторы тока и напряжения марки ЦТТН-35, цифровые трансформаторы тока марки ЦТТ-35. На стороне 10 кВ подстанции предлагается использовать шкафы комплектных распределительных устройств для внутренней установки, так как РУ-10 кВ расположено в здании. Предлагаются шкафы КРУ производства ОАО «Электроцит» г. Самара марки СЭЩ-80-10Н. Данные шкафы предлагается укомплектовать выключателями марки ВВЕ-СЭЩ-10, трансформаторами тока марки ЦТТ-10 и трансформаторами напряжения марки ЦТН-10(6). Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям и может быть установлено на объекте.

Для установки на подстанции, для защиты силовых трансформаторов принято установить цифровые терминалы релейной защиты марки БМРЗ-153-УЗТ производство ООО «НТЦ «Механотроника» г. Санкт-Петербург. Данный терминал является самым современным из линейки продукции ООО «НТЦ «Механотроника» и имеет возможность подключения измерительных

трансформаторов тока и напряжения по цифровым протоколам. Используя методику представленную производителем терминалов защиты был выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТД 10000/35/10. Выполнен расчет коэффициента чувствительности релейной защиты при двухфазном коротком замыкании в зоне защиты на стороне 10 кВ. Полученное значение коэффициента чувствительности выше 2 и равно 12,288, поэтому защита чувствительна и может использоваться на подстанции.

Далее в ВКР был выполнен расчет системы заземления подстанции. К установке принято три вертикальных заземлителя выполненных стальным уголком $50 \times 50 \times 4$ мм, которые соединены стальной полосой с площадью сечения 40×4 мм². Для защиты подстанции от прямых ударов молнии выполнен расчет системы молниезащиты. На первом этапе расчета определен наиболее высокий объект на подстанции после реконструкции – ячейковый портал типа ПС-35-Я1 с высотой 7,85 м. Высота этого объекта принята за высоту защищаемого объекта при проведении расчета зон молниезащиты.

Систему молниезащиты подстанции предлагается выполнить четырьмя молниеотводами марки СМ-25 с высотой 25 м.

По результатам выполнения ВКР цель достигнута, все задачи поставленные во введении выполнены.

Список используемых источников

1. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.05.2021).
2. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
3. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).
4. Егоров В.А., Котов Г.А., Ермаков А.П., Иванов А.Н. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЭНАС, 2017. 48 с.
5. Интерактивная карта загрузки центров питания [Электронный ресурс] // Портал электросетевых услуг ПАО Россети: [сайт]. [2021]. URL: https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 05.08.2021).
6. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2021]. URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 06.02.2021).
7. Каталог подстанций России energybase.ru [Электронный ресурс] // Электроэнергетика. Нефть и Газ. Сайт для поставщиков energybase.ru: [сайт]. [2021]. URL: <https://energybase.ru/substation> (дата обращения: 06.02.2021).
8. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.
9. Молниеотводы типа СМ [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя Группа ОМЕУР : [сайт]. [2021]. URL: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (дата обращения: 05.09.2021).

10. ООО НТЦ "Мехатроника". Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания. // Официальный сайт ООО НТЦ "Мехатроника". 2014. URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf (дата обращения: 05.08.2021).
11. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
12. Разъединители серии РГ на напряжение 35 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnD/rg_35.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
13. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
14. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
15. Стальные порталы ОРУ 35 кВ [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя ООО "ОКБ ПЛАТИН": [сайт]. [2021]. URL: <https://опора-лэп.рф/stalnie-portali-oru-35-kv/> (дата обращения: 02.09.2021).
16. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
18. 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.
19. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор".

2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/>
(дата обращения: 8.04.2021).

20. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ
ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL:
[http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-
IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf](http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf) (дата обращения:
18.05.2021).