

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«Таволги»

Студент

А.В. Подколзин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции «Таволги». Представлена характеристика объекта реконструкции, включающая в себя определение текущих коэффициентов загрузки силовых трансформаторов, описание схемы подстанции и установленного оборудования.

Исходя из проведенного анализа объекта предложен вариант замены силовых трансформаторов, на трансформаторы большей мощности, а также всего оборудования подстанции – выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, устройства релейной защиты и автоматики. Для замены силовых трансформаторов рассмотрены два варианта, первый с силовыми трансформаторами ТДТН мощностью 63 МВА, второй с трансформаторами ТДЦТН мощностью 80 МВА. В качестве базового варианта выбраны два силовых трансформатора мощностью 63 МВА, выбор произведён по критерию минимума приведенных затрат. Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции с учетом вновь устанавливаемого оборудования.

Пояснительная записка содержит 53 страницы, 12 таблиц и 7 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of graduation work is: “The reconstruction of substation “Tavolgi” with voltage classes 110 kV, 35 kV and 10 kV”. According to the title, the goal of graduation work is to increase the install capacity of substation to make the efficiency of customers power supply higher.

According to the graduation work goal the work consists of seven sections. All sections could be grouped by three main tasks. The first task is to make the analysis of substation equipment and define the maximal substation capacity. The level of maximal substation capacity was used with selection of power transformers. To find out the optimal variant of power transformers were compared to variants by the values of technical and economic calculation. It was find out that optimal variant is a variant with two power transformers with 63 MVA capacity.

The second task of graduation work was solved in sections from three to 6. All this sections solve the task of electrical equipment choosing. During this sections the high voltage equipment were chosen, among them are high voltage switchgears, high voltage disconnect devices, current transformers, voltage transformers. All the electrical equipment were chosen according to the electrical scheme of substation.

The last problem was solved in the sections 5 and 7 were the relay protection system for power transformer was designed and all its triggers were calculated. In the seventh section the lightning protection system was designed. According to the project, the territory of substation is highly protected from direct lightings.

The section 6 of graduation work deals with the electric power supply of substation auxiliary consumers. The transformers for auxiliary consumers were selected according to the level of electrical loads.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика объекта	7
1.1 Общая характеристика объекта	7
1.2 Анализ оборудования и режима работы подстанции.....	8
Выводы по разделу 1.....	9
2 Выбор силовых трансформаторов.....	10
2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции	10
2.2 Выбор мощности трансформаторов.....	13
Выводы по разделу 2.....	21
3 Расчет токов короткого замыкания	22
4 Выбор оборудования подстанции	26
4.1 Выбор выключателей.....	26
4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	30
4.3 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ	33
4.4 Выбор трансформаторов напряжения подстанции «Таволги».....	34
Выводы по разделу 4.....	37
5 Расчет релейной защиты силового трансформатора	38
5.1 Расчет дифференциальной защиты	38
5.2 Газовая защита трансформатора.....	42
Выводы по разделу 5.....	42
6 Расчет системы собственных нужд подстанции «Таволги»	43
Выводы по разделу 6.....	44
7 Расчет системы молниезащиты и заземления подстанции.....	45
7.1 Заземление подстанции	45
7.2 Молниезащита подстанции	47
Выводы по разделу 7.....	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	51

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является основой нормального функционирования экономики страны. От состояния электроэнергетической отрасли зависит и будущее развитие всех отраслей народного хозяйства.

Электроэнергетика включает в себя объекты генерации – электрические станции, а также объекты передачи – высоковольтные линии, и объекты распределения – подстанции.

Особенностью энергетической отрасли является одновременность процесса выработки, распределения и потребления электрической энергии. Это накладывает определенные ограничения на работу всех объектов электроэнергетической отрасли – они должны постоянно обеспечивать электроснабжение потребителей.

По надежности электроснабжения, согласно ПУЭ, потребители делятся на три категории. Потребители первой категории надежности должны получать питание от двух независимых источников, а время перерыва электроснабжения не должно превышать времени работы автоматического ввода резерва (АВР). Для потребителей второй категории надежности перерыв в электроснабжении не должен превышать времени ввода резерва питания в ручном режиме, а третья категория надежности допускает перерыв электроснабжения не более суток. Поэтому все потребители имеют свои категории надежности и схемы их питания должны выполняться исходя из их категории, так как электрическая энергия не может быть запасена, схемы питания объектов должны подразумевать резервирование.

Электрические подстанции являются самой многочисленной группой объектов электроэнергетики, так как они служат для распределения электрической энергии между потребителями.

Основным оборудованием подстанций являются силовые трансформаторы, которые преобразуют напряжение одного класса в другой класс напряжения той же мощности. Кроме того, схемы подстанций подразумевают установку коммутационной аппаратуры – высоковольтных

выключателей, разъединителей –обеспечивающих создание видимых разрывов в цепях линий и трансформаторов при проведении работ. Кроме того, для защиты оборудования подстанции, должны устанавливаться устройства релейной защиты и автоматики, чтобы в случае повреждения элемент был выведен из работы с минимальными повреждениями.

Релейная защита подстанций подразумевает установку защит на приходящих и отходящих линиях электропередачи, а также на силовом трансформаторе. Перечень защит, обязательных к установке, оговаривается в правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции «Таволги».

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

1. Анализ текущего состояния подстанции;
2. Выбор оборудования подстанции;
3. Расчет молниезащиты и заземления подстанции.

При разработке проектов реконструкции подстанции, следует учитывать все вышеперечисленные требования и ограничения. Схемы подстанций выбирать исходя из потребителей, подключённых к подстанции, от этого будет зависеть и число выключателей, разъединителей измерительных трансформаторов тока и напряжения. При реконструкции применяются только современные виды оборудования, не допускается использование масляных или воздушных выключателей на подстанциях, силовые трансформаторы должны выбираться исходя из технико-экономического сравнения, включающего в себя оценку потерь в силовом трансформаторе, стоимость обслуживания и количество капитальных затрат.

1 Характеристика объекта

1.1 Общая характеристика объекта

Электрическая подстанция 110/35/10 кВ «Таволги» введена в эксплуатацию в 1980 году, в 2017 году, по данным эксплуатирующей организации на подстанции выполнялось работы по повышению мощности подстанции, однако точных данных о перечне проводимых работ нет. Подстанция «Таволги», является узловой подстанцией и осуществляет электроснабжение потребителей на напряжении 35 и 10 кВ. Вблизи подстанции, расположены промышленные и сельскохозяйственные объекты.

Общая площадь территории подстанции составляет порядка 2300 м². На территории подстанции расположено открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ, ОРУ 35 кВ, а также закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ. На территории подстанции расположено здание обще подстанционного пункта управления (ОПУ), где размещены оборудование релейной защиты и автоматики, а также оборудованные помещения для работы и отдыха выездного и ремонтного персонала.

На подстанции в настоящее время установлено устаревшее оборудование: выключатели ВМТ–110Б–25/1250 УХЛ1 на высокой стороне, на средней ВМКЭ–35А 16/1000 У1, и ВММ–10–630–10 У2 на низкой, также трансформаторы тока ТФЗМ–110Б УХЛ1 на ВС, на СС ТЛК–35 УХЛ2 и на НС ТЛК–10–1 У2, трансформаторы напряжения на СС ЗОМ–1/35–72 У1, на НС ЗНОЛ.09–10.02 У2, с разъединителями РНДЗ 1–110/630 УХЛ1 на ВС, РВ–35/1000 У3 на СС, РВ–10/630 У3 на низкой стороне.

Оборудование подстанции физически и морально устарело и требует замены. Замена оборудования позволит снизить затраты на проведение ремонтов, повысить качество электроснабжения потребителей за счет снижения плановых и аварийных ремонтов, а также позволит подключить новых потребителей к подстанции.

1.2 Анализ оборудования и режима работы подстанции

В настоящее время, на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110/35/10. Подстанция находится в ведении филиала "Свердловэнерго", филиал Россети Урал (ПАО "МРСК Урала"). Текущее присоединение новых потребителей к подстанции «Таволги» 110/35/10 кВ закрыто. Это связано с загрузкой существующего оборудования и отсутствием свободной мощности для технологического присоединения.

На подстанции «Таволги» проводятся периодические замеры загрузки силовых трансформаторов в дни летнего максимума, и дни зимнего максимума. Для трансформатора Т1 последние данные замеров показали, что для летнего максимума мощность составила $S_{\max_{лето}} = 28,08 \text{ МВА}$, а для зимнего максимума $S_{\max_{зима}} = 28,66 \text{ МВА}$. Используя эти данные можем определить текущий коэффициент загрузки трансформаторов подстанции «Таволги»:

Для летнего максимума:

$$k_{з_{лето}} = \frac{S_{\max_{лето}}}{S_T} = \frac{28,08}{25} = 1,123 \approx 1,1, \quad (1.1)$$

для зимнего максимума

$$k_{з_{зима}} = \frac{S_{\max_{зима}}}{S_T} = \frac{28,66}{25} = 1,146 \approx 1,2. \quad (1.2)$$

где S_T - номинальная мощность силового трансформатора (МВА), для данной подстанции мощность трансформатора равна 25 МВА.

Таким образом, так как трансформаторы загружены равномерно и учитывая, что номинальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторных подстанций не должен превышать значения $k_{з_{ном}} = 0,7$, то подстанция «Таволги» в зимний и летний периоды работает с перегрузкой.

Исходя из текущей загрузки подстанции, необходимо выполнить реконструкцию объекта с увеличением мощности и заменой силовых трансформаторов.

При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции, необходимо провести комплексную модернизацию оборудования ПС. Заменить высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также устройства релейной защиты и автоматики. При выполнении реконструкции системы релейной защиты и автоматики подстанции «Таволги» необходимо использовать только современные, микропроцессорные терминалы.

Комплексная реконструкция электрической части подстанции «Таволги» позволит повысить качество и надежность электроснабжения уже подключенных потребителей, а также даст возможность для подключения новых потребителей, что скажется на привлекательности района для промышленных потребителей.

Выводы по разделу 1

1. Выполнен анализ и описание объекта выпускной квалификационной работы;
2. Выполнен анализ состояния оборудования подстанции и определены направления проведения реконструкции;
3. Определены коэффициенты загрузки силовых трансформаторов для зимнего и летнего периодов;
4. Определено значение максимальной мощности подстанции, которое необходимо для выбора мощности силовых трансформаторов.

2 Выбор силовых трансформаторов

Для выбора силовых трансформаторов необходимо построить и проанализировать годовой ступенчатый график нагрузки. По полученному годовому упорядоченному графику нагрузки подстанции будет выполнен оптимальный выбор мощности силовых трансформаторов. Критерием оптимальности выбора будет минимум приведенных затрат.

2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции

Исходя из данных замеров построим годовой график полной мощности подстанции «Таволги» представленный на рисунке 1.

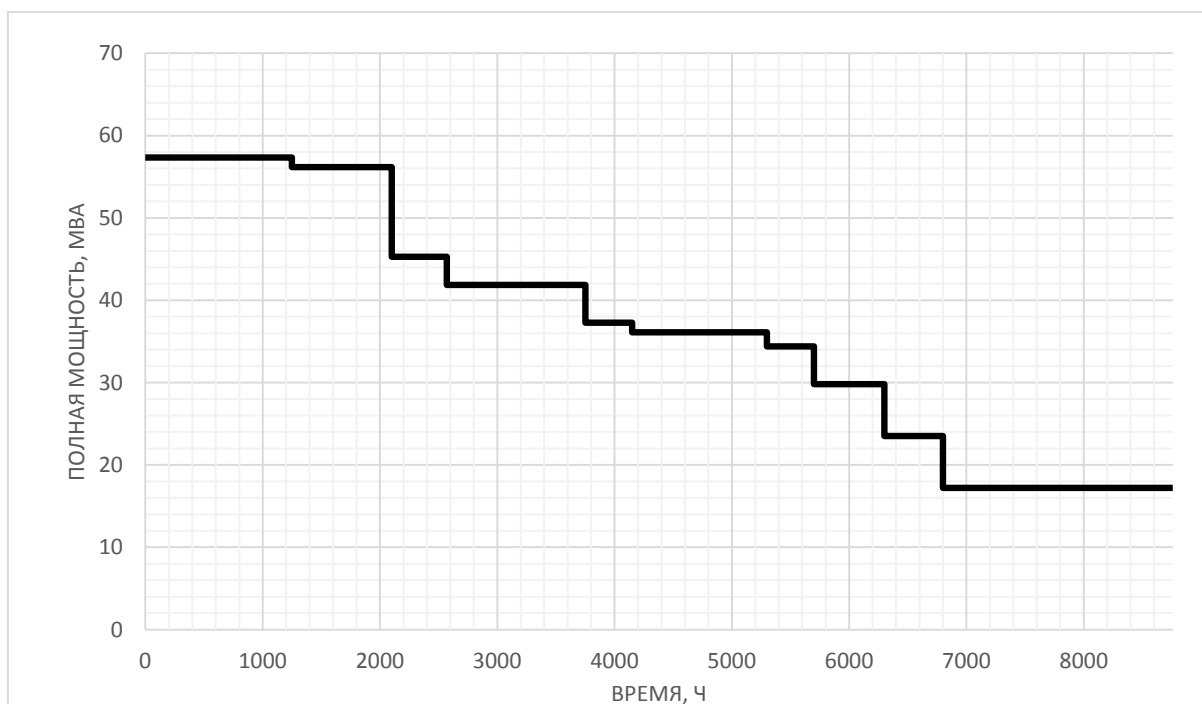


Рисунок 1 – Годовой график полной мощности подстанции «Таволги»

Для подстанции «Таволги» значение коэффициента мощности равно $\cos \varphi = 0,93$. Используя значение коэффициента мощности выполним пересчет каждой ступени графика полной мощности и построим график активной мощности подстанции представленный на рисунке 2.

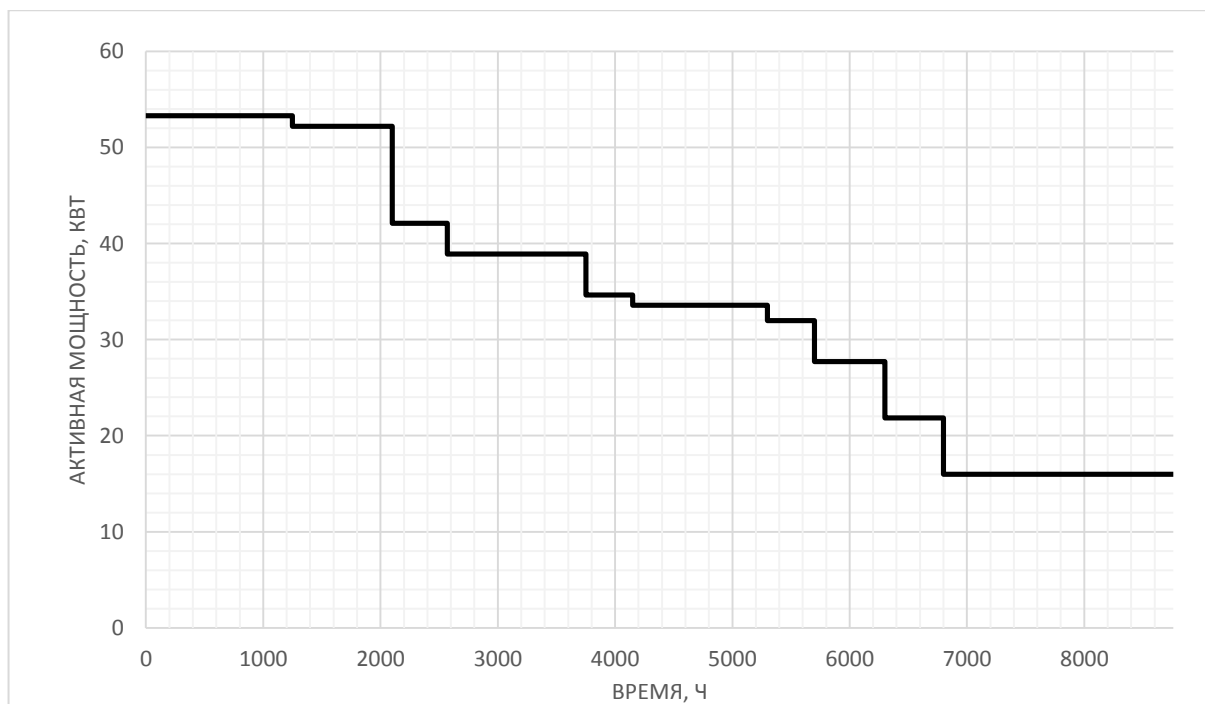


Рисунок 2 – Годовой график активной мощности подстанции «Таволги»

По годовому графику активной мощности определим суммарное значение потребляемой энергии потребителями подстанции «Таволги».

Расчет выполняется по выражению:

$$W_{ПС} = \sum W_n = \sum P_n \cdot t_n, \quad (2.1)$$

где P_n - активная мощность n -ой ступени графика нагрузки, t_n - длительность соответствующей ступени, W_n - энергия соответствующей n -ой ступени графика нагрузки. Расчет энергии по подстанции сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет энергии по подстанции «Таволги»

Номер ступени годового графика активной мощности	$W_n, кВт \cdot ч$
1	2
1	66634500
2	44394480
3	19793111,88
4	45919166,64

Продолжение таблицы 1

1	2
5	13859976
6	38621356,2
7	12793824
8	16631971,2
9	10928058
10	31344868,8
$W_{ПС} = \sum W_n$	300921312,7

По известному значению коэффициента активной мощности $\cos \varphi = 0,93$, определим величину коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$. По аналогии с построением графика активной мощности подстанции построим график реактивной мощности подстанции «Таволги» представленный на рисунке 3.

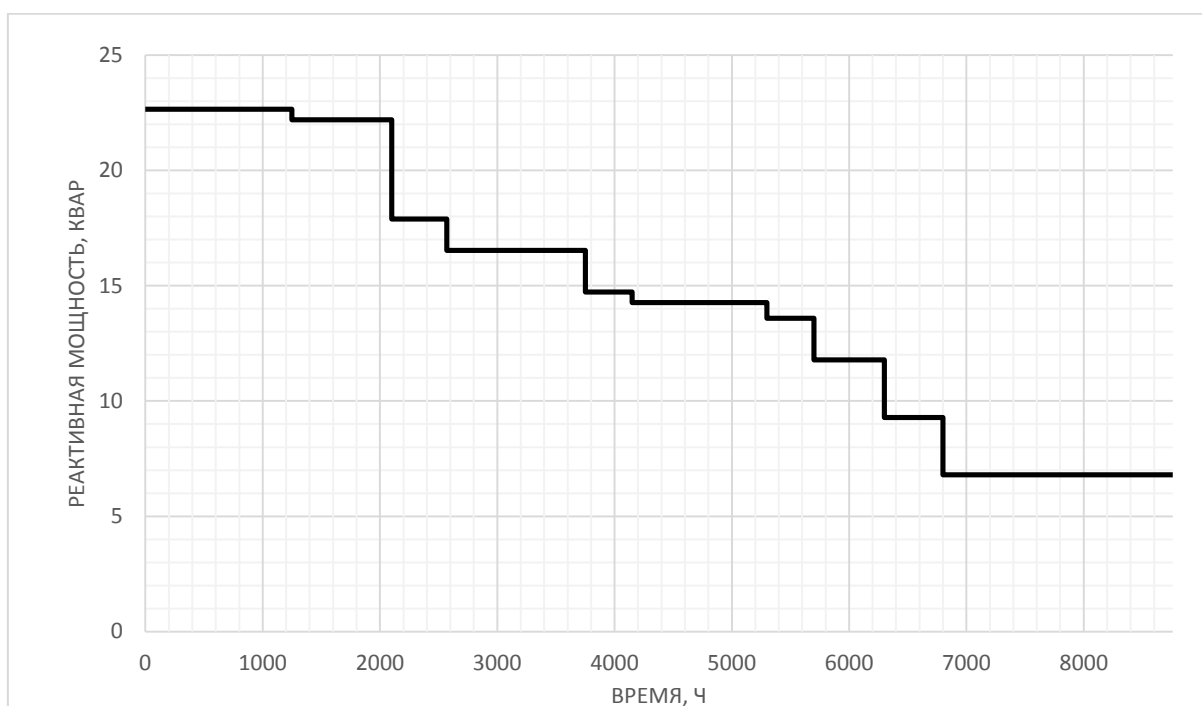


Рисунок 3 – Годовой график реактивной мощности подстанции «Таволги»

По построенному графику активной мощности определим показатели графика активной нагрузки подстанции «Таволги».

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}} = \frac{300921312,7}{53310} = 5644,74(\text{ч}), \quad (2.2)$$

где P_{\max} - максимальное значение активной мощности, определяется по годовому графику активной мощности, для подстанции «Таволги» значение $P_{\max} = 53,31(\text{МВт}) = 53310(\text{кВт})$; $W_{ПС}$ - значение энергии подстанции полученное по выражению (2.1) $W_{ПС} = 300921312,7(\text{кВт} \cdot \text{ч})$.

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции «Таволги»:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5644,74}{8760} = 0,64.$$

2.2 Выбор мощности трансформаторов

Для выбора трансформаторов требуемой мощности мы должны учесть, что коэффициент загрузки трансформатора должен находится в пределах от 0,5 до 0,7. Такое значение коэффициента загрузки удовлетворяет оптимальному режиму работы силовых трансформаторов.

Мощность одного трансформатора, устанавливаемого на подстанции «Таволги» должна удовлетворять следующему условию:

$$S_{\text{ном}_T} \geq \frac{S_{\max}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)} = \frac{57,32}{1,4 \cdot (2-1)} = 40,94 \quad (2.3)$$

где S_{\max} - максимальная полная мощность подстанции, из условия $2 \cdot S_{\max \text{ зима}} = 57,32(\text{МВА})$; $K_{\text{пер}}$ - коэффициент аварийной перегрузки, равный 1,4; n - число трансформаторов устанавливаемых на подстанции.

По полученному в (2.3) значению выберем два трансформатора большей мощности по каталогу, 63 МВА и 80 МВА.

Рассмотрим вариант установки трансформатора мощностью 63 МВА.

По справочникам выберем силовой трансформатор марки ТДТН 63000/110/35/10 кВ, производства ООО «Гольяттинский Трансформатор», справочные данные представлены в таблице 2.2.

Таблица 2 – Справочные данные трансформатора ТДТН 63000/110/35/10

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	ВН	СН	НН		холостого хода	короткого замыкания	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
63000	115	38,5	10,5	Y11 /Y11 /D-0-11	45,0	270	10,5	18,0	7,0	0,28

Потери мощности трехобмоточного трансформатора определяются по формуле:

$$P_T' = P_x' + \kappa_{з.в}^2 \cdot P_{к.в}' + \kappa_{з.с}^2 \cdot P_{к.с}' + \kappa_{з.н}^2 \cdot P_{к.н}', \quad (2.4)$$

$$P_T' = 53,82 + 0,9^2 \cdot 473,6 + 0,54^2 \cdot 127,125 + 0,36^2 \cdot 363,375 = 531,9 (\text{кВт}).$$

Коэффициенты загрузки i -ой обмотки трехобмоточного трансформатора

$$\kappa_{з.i} = \frac{S_i}{S_{ном.Т}}, \quad (2.5)$$

Для обмотки ВН:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_v}{S_{ном.Т}} = \frac{57320}{63000} = 0,91.$$

Для обмотки СН:

$$\kappa_{з.с} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}} = \frac{34392}{63000} = 0,546.$$

Для обмотки НН:

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_n}{S_{ном.Т}} = \frac{22928}{63000} = 0,364.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ в i -ой обмотке трехобмоточного трансформатора будем рассчитывать по формуле:

$$P_{к.i}' = P_{к.i} + k_{ин} \cdot Q_{к.i}, \quad (2.6)$$

где $k_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, 0,05 кВт/квар; $P_{к.і}$ - потери активной мощности КЗ. в i -той обмотке $P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = \frac{270}{2} = 135(\text{кВт})$.

Для обмотки ВН:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ин} \cdot Q_{к.в} = 135 + 0,05 \cdot 6772 = 473,6(\text{кВт}).$$

Для обмотки СН:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{ин} \cdot Q_{к.с} = 135 + 0,05 \cdot (-157,5) = 127,125(\text{кВт}).$$

Для обмотки НН:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{ин} \cdot Q_{к.н} = 135 + 0,05 \cdot 4576,5 = 363,375(\text{кВт}).$$

Формулы напряжения КЗ имеют вид:

$$U_{кв} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}}{2} = \frac{18 + 10,5 - 7}{2} = 10,75(\%). \quad (2.7)$$

$$U_{кс} = \frac{u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}}{2} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2} = -0,25(\%). \quad (2.8)$$

$$U_{кн} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}}{2} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2} = 7,52(\%). \quad (2.9)$$

где $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.СН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$ - напряжение КЗ определяется по паспортным данным трансформатора представленным в таблице 2.

Потери реактивной мощности найдем по формуле:

$$Q_{к.і} = \frac{U_{к.і}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.10)$$

Для обмотки ВН:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6772(\text{квар}).$$

Для обмотки СН:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{-0,25}{100} \cdot 63000 = -157,5(\text{квар}).$$

Для обмотки НН:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4576(\text{квар}).$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_3 = \Delta W_{nc} C_3 = 1495195 \cdot 1,24 = 1854041,8 \text{ (руб).}, \quad (2.11)$$

Стоимость электроэнергии C_3 примем равной 1,24 руб / кВт·ч.

Для определения потерь энергии на подстанции при установке трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 составим таблицу 4.

Для расчета приведенных затрат, по которой будет выполнен выбор оптимальной мощности устанавливаемого трансформатора, необходимо воспользоваться выражением:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_o + I_3, \quad (2.12)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 63000000 + 5922000 + 1854041,8 = 17226041,8 \text{ (руб).},$$

где E_n - норма дисконтирования, 0,15; K - стоимость трансформатора, 63000000 руб; I_o - годовые отчисления, $I_o = 0,094 \cdot K = 0,094 \cdot 63000000 = 5922000$ (руб).

Как альтернативный вариант установки силового трансформатора рассмотрим вариант установки силового трансформатора марки ТДЦТН 80000/110/35/10 кВ, в таблице 3 представлены паспортные данные трансформатора.

Таблица 3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦТН 80000/110/35/10

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	ВН	СН	НН		холостого хода	короткого замыкания	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
80000	115	38,5	10,5	Y11 /Y11 /D-0-11	64,0	365	11	18,5	7,0	0,5

Потери мощности трехобмоточного трансформатора определяются по формуле (2.4):

$$P_T' = 84 + 0,716^2 \cdot 635 + 0,43^2 \cdot 172,5 + 0,29^2 \cdot 472,5 = 479,399 \text{ (кВт)}.$$

Коэффициенты загрузки i -ой обмотки трехобмоточного трансформатора определим по выражению (2.5):

Для обмотки ВН:

$$K_{з.в} = \frac{S_в}{S_{ном.Т}} = \frac{57320}{80000} = 0,717 \approx 0,7.$$

Для обмотки СН:

$$K_{з.с} = \frac{S_с}{S_{ном.Т}} = \frac{34392}{80000} = 0,43.$$

Для обмотки НН:

$$K_{з.н} = \frac{S_н}{S_{ном.Т}} = \frac{22928}{80000} = 0,287.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ для каждой обмотки трансформатора определяется по выражению (2.6). Где потери КЗ для трансформатора ТДЦТН 80000/110/35/10 определяются как

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = \frac{365}{2} = 182,5 (\text{кВт})$$

Для обмотки ВН:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ин} \cdot Q_{к.в} = 182,5 + 0,05 \cdot 9000 = 632,5 (\text{кВт}).$$

Для обмотки СН:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{ин} \cdot Q_{к.с} = 182,5 + 0,05 \cdot (-200) = 172,5 (\text{кВт}).$$

Для обмотки НН:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{ин} \cdot Q_{к.н} = 182,5 + 0,05 \cdot 5800 = 472,5 (\text{кВт}).$$

Напряжение КЗ.

Для обмотки ВН определим по выражению (2.7):

$$U_{кв} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}}{2} = \frac{18,5 + 11 - 7}{2} = 11,25 (\%).$$

Для обмотки СН определим по выражению (2.8):

$$U_{кс} = \frac{u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}}{2} = \frac{11 + 7 - 18,5}{2} = -0,25 (\%).$$

Для обмотки НН определим по выражению (2.9):

$$U_{кн} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}}{2} = \frac{18,5 + 7 - 11}{2} = 7,25 (\%).$$

где $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.СН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$ - напряжение КЗ определяется по паспортным данным трансформатора представленным в таблице 3.

Потери реактивной мощности найдем по формуле (2.10):

Для обмотки ВН:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{11,25}{100} \cdot 80000 = 9000$$

Для обмотки СН:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{-0,25}{100} \cdot 80000 = -200$$

Для обмотки НН:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{7,25}{100} \cdot 80000 = 5800$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии определяется по формуле (2.11):

$$I_3 = \Delta W_{nc} C_3 = 1531806 \cdot 1,24 = 1899439,44 \text{ руб.},$$

Стоимость электроэнергии C_3 примем равной $1,24 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$.

Для определения потерь энергии на подстанции при установке трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 построим таблицу 5.

Для расчета приведенных затрат, по которой будет выполнен выбор оптимальной мощности устанавливаемого трансформатора, необходимо воспользоваться выражением (2.12):

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 80000000 + 7520000 + 1899439,44 = 21419439,44 \text{ руб.},$$

где E_n - норма дисконтирования, 0,15; K - стоимость трансформатора, 80000000 руб; I_o - годовые отчисления,

$$I_o = 0,094 \cdot K = 0,094 \cdot 80000000 = 7520000 \text{ руб.}$$

Таблица 4 – Расчет потерь энергии в трансформаторе ТДТН 63000/110/35/6 кВ

Номер ступен и годового график	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки СН	Полная мощность для обмотки НН	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки СН	Коэффициент загрузки для обмотки НН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН
1	57320	34392	22928	2	1250	134950	0,909841	0,545905	0,363937	245032,1	23677,99	30080,59
2	56160	33696	22464	2	850	91766	0,891429	0,534857	0,356571	159946,1	15455,94	19635,28
3	45282,8	27169,68	18113,12	2	470	50741,2	0,718775	0,431265	0,28751	57499,62	5556,314	7058,759
4	42990	25794	17196	2	1180	127392,8	0,682381	0,409429	0,272952	130112	12573,01	15972,79
5	41843,6	25106,16	16737,44	2	400	43184	0,664184	0,39851	0,265674	41784,83	4037,759	5129,582
6	37258	22354,8	14903,2	2	1150	124154	0,591397	0,354838	0,236559	95243,98	9203,633	11692,32
7	36111,6	21666,96	14444,64	2	400	43184	0,5732	0,34392	0,22928	31121,04	3007,294	3820,475
8	34392	20635,2	13756,8	2	600	64776	0,545905	0,327543	0,218362	42341,55	4091,556	5197,925
9	29806,4	17883,84	11922,56	2	500	53980	0,473117	0,28387	0,189247	26502,67	2561,011	3253,516
10	23501,2	14100,72	9400,48	2	1960	211601,6	0,373035	0,223821	0,149214	64585,76	6241,062	7928,665
					8760	404850				894169,7	86405,57	109769,9
					Итого	1495195						

Таблица 5 – Расчет потерь энергии в трансформаторе ТДЦТН 80000/110/35/6 кВ

Номер ступени и годового графика	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки СН	Полная мощность для обмотки НН	Кол-во тр-ров	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме ХХ	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки СН	Коэффициент загрузки для обмотки НН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки и ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН
1	57320	34392	22928	2	1250	210000	0,7165	0,4299	0,2866	202942,5	19925,26	24256,84
2	56160	33696	22464	2	850	142800	0,702	0,4212	0,2808	132471,9	13006,33	15833,79
3	45282,8	27169,68	18113,12	2	470	78960	0,566035	0,339621	0,226414	47622,8	4675,693	5692,149
4	42990	25794	17196	2	1180	198240	0,537375	0,322425	0,21495	107762,5	10580,31	12880,38
5	41843,6	25106,16	16737,44	2	400	67200	0,523045	0,313827	0,209218	34607,37	3397,815	4136,47
6	37258	22354,8	14903,2	2	1150	193200	0,465725	0,279435	0,18629	78883,74	7744,949	9428,633
7	36111,6	21666,96	14444,64	2	400	67200	0,451395	0,270837	0,180558	25775,32	2530,667	3080,813
8	34392	20635,2	13756,8	2	600	100800	0,4299	0,25794	0,17196	35068,46	3443,085	4191,582
9	29806,4	17883,84	11922,56	2	500	84000	0,37258	0,223548	0,149032	21950,26	2155,116	2623,62
10	23501,2	14100,72	9400,48	2	1960	329280	0,293765	0,176259	0,117506	53491,74	5251,916	6393,637
						8760				740576,5	72711,15	88517,92
						Итого						1531806

Сравнение результатов расчета приведенных затрат для двух вариантов установки силовых трансформаторов показало, что в работе принимаем установку два силовых трансформатора марки ТДТН 63000/110/35/10 кВ. Так как величина приведенных затрат на установку данного трансформатора оказалась гораздо ниже, чем величина приведенных затрат на установку силового трансформатора ТДЦТН 80000/110/35/10 кВ.

Выводы по разделу 2

1. Построены годовые упорядоченные графики полной и активной мощности подстанции необходимые для проведения технико-экономического сравнения вариантов установки силовых трансформаторов.
2. Определено два варианта замены силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции. Первый вариант с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10. Второй вариант с двумя силовыми трансформаторами ТДЦТН 80000/110/35/10 кВ;
3. Определены технико-экономические показатели двух вариантов установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции.
4. В результате проведенного анализа технико-экономических показателей двух вариантов установки силовых трансформаторов определено, что оптимальным будет вариант с установкой двух силовых трансформаторов типа ТДТН 63000/110/35/10.

3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) выполняется при проектировании подстанции для выбора и проверки отключающей способности и стойкости коммутационной аппаратуры, измерительного оборудования и проводников. Наиболее опасными считаются симметричные трехфазные ТКЗ. Поэтому значения трехфазных ТКЗ используются при выборе и проверки всех аппаратов. Выполним расчет симметричных ТКЗ.

Исходными данными для расчета ТКЗ, являются мощность системы $S_c = 3500 \text{ МВА}$, выбирается исходя из мощности отключающей способности выключателя на головной подстанции. Длина питающей линии 110 кВ $l_{ЛЭП} = 80 \text{ км}$.

Для расчета ТКЗ составим расчетную схему, представленную на рисунке 4. При составлении расчетной схемы не учитываем, что на подстанции могут параллельно работать силовые трансформаторы, так как такой режим будет характеризоваться большими значениями.

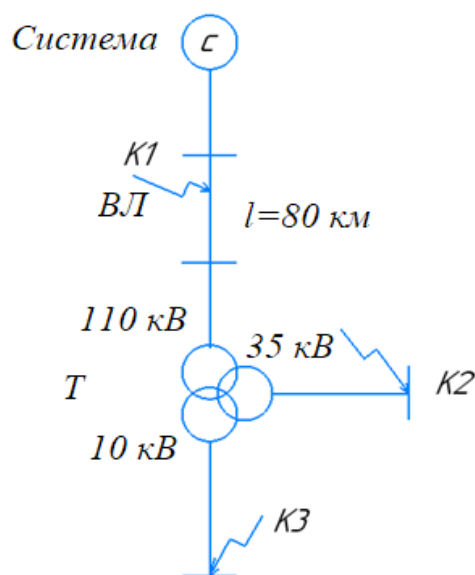


Рисунок 4 – Расчетная схема для расчета КЗ

По расчетной схеме составим схему замещения, представленную на рисунке 5. При расчете ТКЗ в системе выше 1000 В, используются значения только индуктивных сопротивлений.

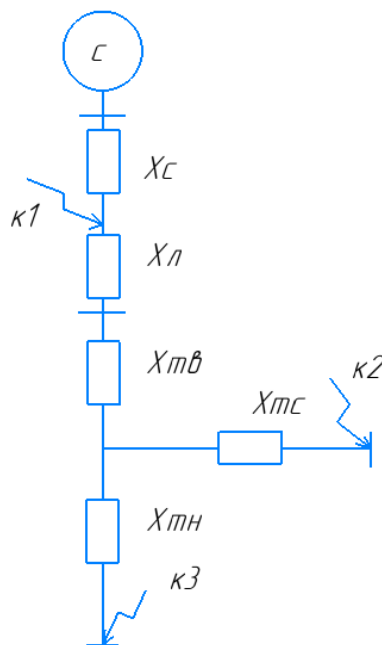


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета КЗ

Сопротивление системы приняв базисную мощность S_{σ} равную 1000 МВА, для упрощения расчетов:

$$x_{bc} = \frac{S_{\sigma}}{S_c} = \frac{1000}{3500} = 0,285.$$

Базисные сопротивления элементов расчетной схемы.

Для силового трансформатора.

Сопротивление обмотки ВН:

$$x_{бтв} = \frac{U_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{21,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,41.$$

Сопротивление обмотки СН:

$$x_{бтс} = \frac{U_{кс\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0.$$

Сопротивление обмотки НН:

$$x_{\text{бтн}} = \frac{U_{\text{кн\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{номГ}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,19.$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_{\bar{\sigma},л} = x_{\text{yд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot \frac{80}{5} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,48.$$

Сопротивление до точки К1:

$$x_{\text{рез}\bar{\sigma}} = x_{\bar{\sigma},с} + x_{\bar{\sigma},л} = 0,285 + 0,48 = 0,765.$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{115 \cdot \sqrt{3}} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\bar{\sigma}}''}{x_{\text{рез}\bar{\sigma}}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,765} \cdot 5,02 = 6,56 \text{ кА}.$$

Ударный ТКЗ в точке К1:

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot 1,8 = 16,71 \text{ кА},$$

где $K_{\text{yд}} = 1,8$ – ударный коэффициент.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{\text{рез}} = x_{\bar{\sigma},л} + x_{\bar{\sigma},с} + x_{\bar{\sigma},Тв} + x_{\bar{\sigma},Тс} = 0,48 + 0,285 + 3,41 + 0 = 4,175.$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,39 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\bar{\sigma}}''}{x_{\text{рез}}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{4,175} \cdot 15,39 = 3,68 \text{ кА}.$$

Ударный ТКЗ в точке К2:

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,92 = 9,98 \text{ кА},$$

где $k_{\text{yд}} = 1,92$ – ударный коэффициент

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{рез} = x_{бл} + x_{бс} + x_{бТв} + x_{бТн} = 0,48 + 0,285 + 3,41 + 1,19 = 5,365.$$

Базисный ток в точке К3:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 55 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ.

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\sigma}''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{5,365} \cdot 55 = 10,25 \text{ кА}$$

Ударный ток К3:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot 1,92 = 27,83 \text{ кА}$$

где $k_{y\sigma} = 1,92$ – ударный коэффициент.

Расчетные значения ТКЗ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	Ударный ток трехфазного КЗ, кА	Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ, кА
К1	16,71	6,56
К2	9,98	3,68
К3	27,83	10,25

4 Выбор оборудования подстанции

4.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению $U_{ном p} \leq U_{ном}$;
- 2) номинальному току $I_{маx p} \leq I_{маx}$;
- 3) отключающей способности;
- 4) по электродинамической стойкости;
- 5) по термической стойкости.

Выполним расчет параметров для выбора выключателя на стороне 110 кВ подстанции «Таволги».

Значения максимального тока на стороне 110 кВ, при расчете принята допустимая аварийная перегрузка силового трансформатора:

$$I_{маx} = 1,4 \cdot \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 \text{ A}$$

Значение термической стойкости с учетом времени отключения выключателя $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$.

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,56^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 13,77 \text{ kA}^2\text{c}$$

Значения рассчитанных симметричных токов КЗ:

$$I_{no}^3 = 6,56 \text{ kA}$$

$$i_{yo} = 16,71 \text{ kA}$$

По каталогам отечественных производителей высоковольтных выключателей выберем элегазовый выключатель марки ВЭБ УЭТМ 110кВ.

Апериодическая составляющая тока КЗ для времени действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя $\tau = 0,01 + t_{c,в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 5,62 \text{ kA}$$

Сравнение данных производителя и расчетных значений для подстанции «Таволги» представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор выключателя марки ВЭБ УЭТМ 110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 442,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{maxр} < I_{max}$
$I_{n0}^3 = 6,56 \text{ кА}$	$I_{номоткл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ат} = 5,62 \text{ кА}$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 12,15 \text{ кА}$	$i_{ат} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 14,46$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{n0} = 6,56 \text{ кА}$	$I_{нр.о} = 63 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{нр.о}$
$i_{yд} = 16,71 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$	$i_{yд} < i_{нрс}$
$B_k = 13,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 63^2 \cdot 0,2 = 793,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

Выполним расчет параметров для выбора выключателя на стороне 35 кВ подстанции «Таволги».

Значения максимального тока на стороне 35 кВ, при расчете принята допустимая аварийная перегрузка силового трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1358 \text{ А}$$

Значение термической стойкости с учетом времени отключения выключателя $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,68^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 4,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Значения рассчитанных симметричных токов КЗ:

$$I_{n0}^3 = 3,68 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = 9,98 \text{ кА}$$

По каталогам отечественных производителей высоковольтных выключателей выберем ВВН СЭЦ 35 кВ [6].

Апериодическая составляющая тока КЗ для времени действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя $\tau = 0,01 + t_{c,в} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 2,91 \text{ кА}$$

Сравнение данных производителя и расчетных значений для подстанции «Таволги» представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя марки ВВН СЭЦ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 1385 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{maxр} < I_{max}$
$I_{н0}^3 = 3,68 \text{ кА}$	$I_{номоткл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ат} = 2,91 \text{ кА}$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{ат} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 8,11$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{но} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{нр.о} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} < I_{нр.о}$
$i_{y\partial} = 9,91 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial} < i_{нрс}$
$B_k = 4,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

Выполним расчет параметров для выбора выключателя на стороне 10 кВ подстанции «Таволги».

Значения максимального тока на стороне 35 кВ, при расчете принята допустимая аварийная перегрузка силового трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3364,1 \text{ А}$$

Значение термической стойкости с учетом времени отключения выключателя $t_{откл} = 0,2$ с:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,25^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 33,62 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Значения рассчитанных симметричных токов КЗ

$$I_{no}^3 = 10,25 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = 27,83 \text{ кА}$$

По каталогам отечественных производителей высоковольтных выключателей выберем ВВН СЭЦ 35 кВ.

Апериодическая составляющая тока КЗ для времени действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя $\tau = 0,01 + t_{c,\partial} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 8,11 \text{ кА}$$

Сравнение данных производителя и расчетных значений для подстанции «Таволги» представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя марки ВРС-10 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 3464 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{maxр} < I_{max}$
$I_{no}^3 = 10,25 \text{ кА}$	$I_{номоткл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{no}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ат} = 8,11 \text{ кА}$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{ат} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{ат} = 22,6$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{no} = 10,25 \text{ кА}$	$I_{нр.о} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} < I_{нр.о}$
$i_{y\partial} = 27,83 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial} < i_{нрс}$
$B_k = 33,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

На напряжение 110 кВ выбираем встроенный трансформатор тока марки ТВ-110. Проверка трансформаторов тока осуществляется по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,2 \text{ A}$$
$$312 \text{ A} \leq 400 \text{ A}$$

По каталогу выберем ТТ с номинальным первичным током 400 А и вторичным номинальным током 5А.

Целесообразно выбирать ТТ с несколькими вторичными обмотками: класс точности не менее 0,5 для присоединения измерительных приборов и класса точности 3 (Р) для присоединения релейной защиты и автоматики;

3. Проверка трансформатора тока по электродинамической стойкости к току КЗ:

$$i_{yд} < i_{дин}$$
$$16,71 \text{ кА} \leq 22,62 \text{ кА}$$

где $i_{yд}$ - ударный ток КЗ по расчёту

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_{yд} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot 1,8 = 16,71 \text{ кА}$$

где $K_{yд}$ - ударный коэффициент, принят согласно [2] 1,8;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости:

$$i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,4 = 22,62 \text{ кА}$$

$K_{эд}$ - коэффициент кратности, принят 40.

4. Проверка трансформатора тока по термической стойкости к току КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{мер}$$

$$6,56^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 0,4)^2 \cdot 3$$

$$27,97 \leq 300$$

где B_k - тепловой импульс; $t_{мер}$ - время термической стойкости; I_k - ток КЗ; t_k - полное время отключения; T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей токов КЗ; k_T - кратность тока термической стойкости.

Выбранный ТТ удовлетворяет всем условиям и принимается к установке на стороне 110 кВ.

Для установки на стороне 35 кВ выберем трансформатор тока марки ТОЛ СЭЩ – 35-1000/5. Проверка выполняется также, как и для стороны 110 кВ.

1. По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 964,94 \text{ A}$$

$$964,94 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

3. Проверка трансформатора тока по электродинамической стойкости к току КЗ:

$$i_{уд} < i_{дин}$$

$$9,98 \text{ кА} \leq 54,81 \text{ кА}$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ на стороне 35 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,92 = 9,98 \text{ кА}$$

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости

$$i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,969 = 54,81 \text{ кА}$$

4. Проверка трансформатора тока по термической стойкости к току КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{мер}$$

$$9,98^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 0,969)^2 \cdot 3$$

$$64,74 \leq 1760,55$$

Для установки на стороне 10 кВ выберем шинный трансформатор тока марки ТШЛ СЭЩ – 10 4000/5.

1. По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ A}$$

$$3464 \text{ A} \leq 4000 \text{ A}$$

3. Проверка трансформатора тока по электродинамической стойкости к току КЗ:

$$i_{уд} < i_{дин}$$

$$39,04 \text{ кА} \leq 52,24 \text{ кА}$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчёту

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot 1,92 = 27,83 \text{ кА}$$

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости

$$i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,464 = 195,9 \text{ кА}$$

4. Проверка трансформатора тока по термической стойкости к току КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{мер}$$

$$10,25^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 3,464)^2 \cdot 3$$

$$68,29 \leq 22498.$$

4.3 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Для установки на подстанции «Таволги» выберем и проверим разъединители марки РГ-110/1000 УХЛ 1.

Характеристики разъединителя РГ-110: $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, $U_{max p} = 126 \text{ кВ}$,
 $I_{ном} = 1000 \text{ А}$, $I_{э.д} = 80 \text{ кА}$, $I_{Т.С.} = 31,5 \text{ кА}$.

Выполним проверку:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{н раб} \leq U_{ном},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

2) По номинальному току:

$$I_{max p} < I_{ном},$$
$$964,94 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

3) По термической стойкости $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;

$$B_k = 13,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_T^2 \cdot t_{откл} = 63^2 \cdot 0,2 = 793,8 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

4) По электродинамической стойкости $I_{н.о} \leq I_{нр.с}$, $i_{уд.} \leq i_{нр.с}$;

$$16,71 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытым, поэтому данный разъединитель подходит по исполнению.

Аналогично для стороны 35 кВ выберем и проверим разъединитель марки РГП-СЭЩ-35кВ, со следующими характеристиками: $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$,
 $U_{max p} = 40 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 1000 \text{ А}$, $I_{э.д} = 80 \text{ кА}$, $I_{Т.С.} = 31,5 \text{ кА}$.

Выполним проверку:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{н раб} \leq U_{ном},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

2) По номинальному току:

$$I_{max p} < I_{max},$$

$$312,2 A < 1000 A;$$

3) По термической стойкости $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;

$$B_k = 13,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \text{с}$$

4) По электродинамической стойкости:

$$I_{n.o} \leq I_{np.c}, i_{y.d.} \leq i_{np.c};$$

$$9,98 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

Так как распределительное устройство 35 кВ выполняется открытым, то выбранный разъединитель марки РГП СЭЩ 35 кВ подходит к установке.

Распределительное устройство 6 кВ подстанции «Таволги» выполняется закрытым с применением шкафов комплектного распределительного устройство (КРУ). Роль разъединителей в шкафах КРУ выполняют втычные контакты выключателей.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения подстанции «Таволги»

Трансформаторы напряжения (ТН) применяется для подключения измерительных приборов, приборов учета, а также устройств релейной защиты и автоматики.

Для установки на стороне 110 кВ по каталогам отечественных производителей выберем трансформатор напряжения марки ЗНОГ-110.

Для выбора мощности ТН определим количество и мощность приборов, подключаемых к ТН, для этого заполним таблицу.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						Рвт	Qвар
1	2	3	4	5	6	7	8

Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
Счетчик активной мощности	Меркурий 234	20	0,4	0,9	3	60	30
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 234	20	0,4	0,9	3	60	30
Варметр	Д335/1	9	1	1	1	9	1

Согласно данным таблицы 10 суммарная потребляемая мощность приборами:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2)} = \sqrt{57^2 + 21^2} = 149,9 \text{ ВА.}$$

По каталогу производителя выберем ТН мощностью 300 ВА. Так как $S_{2\Sigma} < 300$ то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности (0,5).

Для установки на стороне 35 кВ, по каталогам отечественных производителей выберем трансформатор напряжения ЗНОМ-35.

Для выбора мощности ТН определим количество и мощность приборов, подключаемых к ТН, для этого заполним таблицу 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	3	-

Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-
----------	------	-----	---	---	---	---	---

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Счетчик активной мощности	Меркурий 230	15	0,4	0,9	2	30	20
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 230	15	0,4	0,9	2	30	20
Варметр	Д335/1	9	1	1	1	9	1

Согласно данным таблицы 11 суммарная потребляемая мощность приборами:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2)} = \sqrt{75^2 + 41^2} = 85,47 \text{ ВА}.$$

По каталогу производителя выберем ТН мощностью 150 ВА. Так как $S_{2\Sigma} < 150$ то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности (0,5).

Для установки на стороне 10 кВ, по каталогам отечественных производителей выберем трансформатор напряжения ЗНОЛ СЭЩ – 10.

Для выбора мощности ТН определим количество и мощность приборов, подключаемых к ТН, для этого заполним таблицу 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	3	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-
Счетчик	ЦЭ6804	8	0,4	0,9	3	24	8

активной мощности							
-------------------	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
Счетчик реактивной мощности	СЕ101	9	0,4	0,9	2	18	11,25
Варметр	Д335/1	8	1	1	1	8	1

Согласно данным таблицы 4.6 суммарная потребляемая мощность приборами:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2)} = \sqrt{39,3^2 + 16,25^2} = 42,53 \text{ ВА}.$$

По каталогу производителя выберем ТН мощностью 75 ВА. Так как $S_{2\Sigma} < 75$ то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности (0,5).

Выводы по разделу 4

1. Определен перечень оборудования принимаемы к установке не подстанции после реконструкции;
2. Выполнена проверка и расчет требуемых параметров электрооборудования подстанции для установки на стороне 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ.

5 Расчет релейной защиты силового трансформатора

В рамках выполнения ВКР выполним расчет уставок релейной защиты силового трансформатора ТДТН 63000/110 устанавливаемого после реконструкции на подстанции «Таволги». Для установки на подстанции «Таволги» после реконструкции примем микропроцессорные блоки, так как применение электромеханических устройств защиты на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях не допускается. Защиту силового трансформатора выполним на базе микропроцессорного блока RET 670 производства – Группа АББ.

5.1 Расчет дифференциальной защиты

Для каждой стороны трансформатора определим номинальные токи:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,2 \text{ А},$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 969,9 \text{ А},$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464,1 \text{ А}.$$

Для установки, в п.4 ВКР были выбраны трансформаторы тока, схема соединения трансформаторов тока – «Звезда». Согласно этого определим вторичные номинальные токи.

$$i_{номвтВН} = \frac{I_{номВН} \cdot k_{схВН}}{k_{тт}} = \frac{316,2 \cdot 1}{400 / 5} = 3,95 \text{ А},$$

$$i_{номвтСН} = \frac{I_{номСН} \cdot k_{схСН}}{k_{тт}} = \frac{969,9 \cdot 1}{1000 / 5} = 4,84 \text{ А},$$

$$i_{номвтНН} = \frac{I_{номНН} \cdot k_{схНН}}{k_{тт}} = \frac{3464 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,33 \text{ А}.$$

Далее выполняем проверку цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном в.т.ВН}}}{I_{\text{номтп}}} = \frac{3,95}{5} = 0,79 < 4,$$

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном в.т.СН}}}{I_{\text{номтп}}} = \frac{4,84}{5} = 0,96 < 4,$$

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном в.т.НН}}}{I_{\text{номтп}}} = \frac{4,33}{5} = 0,866 < 4.$$

Так как условия выполняются, то цифровое выравнивание обеспечено.

Найдем расчетный коэффициент небаланса:

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{выр}}^*)) + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{выр}}^*)^2},$$

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 2(0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = \sqrt{0,063} = 0,25,$$

где $\varepsilon^* = 0,1$ полная относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме; $\Delta f_{\text{выр}}^* = 0,02$ относительная погрешность выравнивания токов; $\Delta U_{\text{рег}}^* = 0,16$ относительная погрешность равная максимуму отклонения напряжения от номинального положения РПН на стороне ВН принимается 16%.

Определим начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{d \min} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{End section}1 = 1,2 \cdot 0,25 \cdot 1,15 = 0,345$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ - коэффициент отстройки; $K_{\text{нб.расч}}$ - расчетный коэффициент небаланса, «End Section1» – начальный тормозной ток, принят равны 1,15 согласно рекомендациям производителя АББ.

Выполним проверку чувствительности. Определим относительный расчетный дифференциальный ток на каждой стороне силового трансформатора:

Для стороны НН.

Величина тока двухфазного замыкания:

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,25 = 8,87 \text{ кА}.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{\text{номнн}}} = \frac{8870}{3464} = 2,56 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности горизонтальной характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}^*}{I_{\text{диф.ср}}^*} = \frac{2,56}{0,345} = 7,42 \geq 2.$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям, поэтому проверка пройдена.

Определим коэффициент чувствительность наклонных участков характеристики:

$$\frac{I_{d\min}}{\text{End section1}} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5.$$

Условие выполняется.

По аналогии определим для стороны 35 кВ.

Величина тока двухфазного замыкания:

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,68 = 3,18 \text{ кА}.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{номнн}}} = \frac{3180}{969,9} = 3,27 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности горизонтальной характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}^*}{I_{\text{диф.ср}}^*} = \frac{3,27}{0,345} = 9,5 \geq 2.$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям, поэтому проверка пройдена.

Определим коэффициент чувствительности наклонных участков характеристики:

$$\frac{I_{d \text{ min}}}{\text{End section1}} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5.$$

Условие выполняется.

Так же для стороны 110 кВ:\

Величина тока двухфазного замыкания:

$$I_{\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,56 = 5,68 \text{ кА}.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{номнн}}} = \frac{5638}{316,2} = 17,8 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности горизонтальной характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}^*}{I_{\text{диф.ср}}^*} = \frac{17,8}{0,345} = 51,5 \geq 2.$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям, поэтому проверка пройдена.

Определим коэффициент чувствительности наклонных участков характеристики:

$$\frac{I_{d\min}}{End\ section1} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5.$$

Условие выполняется. Проверки по коэффициентам чувствительности пройдены, расчеты уставок микропроцессорного блока дифференциальной защиты силового трансформатора выполнены.

5.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформатора относится к основным видам защиты силового трансформатора и обеспечивает защиту от внутренних повреждений. Газовая защита реагирует на межвитковые короткие замыкания в обмотках трансформатора, при которых МТЗ и дифференциальная защита бессильны.

Газовая защита силового трансформатора выполняется с использованием газового реле. Газовое реле устанавливается в патрубок между баком силового трансформатора и расширителем. Установка газового реле производится на заводе изготовителе силового трансформатора, кроме этого на трансформаторах с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) устанавливается защитное реле РПН.

Выводы по разделу 5

1. Выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора, принятого к установке на подстанции после реконструкции.
2. Представлены характеристики основных защит силового трансформатора, принятого к установке на подстанции после реконструкции.

6 Расчет системы собственных нужд подстанции «Таволги»

Подстанция является также потребителем электрической энергии. Все потребители электрической энергии на подстанции относятся к потребителям собственных нужд. Потребители собственных нужд подстанции подключаются на напряжение ниже 1000 В, поэтому для их питания на подстанции должна быть предусмотрена установка трансформаторов собственных нужд (ТСН). Трансформаторы собственных нужд, в зависимости от мощности, могут быть установлены либо в шкафы КРУ НН, либо вне шкафов КРУ, если мощность превышает 25 кВА. Для определения мощности ТСН необходимо составить ведомость нагрузок системы собственных нужд подстанции «Таволги», для этого составим таблицу 6.1.

Таблица 6.1. – Ведомость нагрузок системы собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителя	Общая потребляемая мощность, кВт
1.	Трансформатор ТДТН 63 МВА (система охлаждения)	3×2
2.	Подогрев выключателей и приводов ОРУ 110 кВ	2×2
3.	Подогрев шкафов релейной защиты	2
4.	Отопление ОПУ и ЗРУ 10 кВ	30
5.	Освещение ОРУ 110, 35 кВ	4
6.	Ремонтная нагрузка	30
7.	Шкафы ШОПТ	3
Итого P_{Σ}		79

Примем, что средний коэффициент мощности потребителей собственных нужд равен 0,9, тогда полная мощность:

$$S_{сн} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{79}{0,9} = 87,7 \text{ кВА.}$$

Определим мощность трансформатора ТСН с условием номинальной загрузки 0,7.

$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot 79 = 61,39 \text{ кВА.}$$

Для установки в качестве ТСН выберем два трансформатора ТСЗ 63/10/0,4кВА. ТСН подключим к шинам распределительного устройства 10 кВ. К каждой секции подключаем по одному трансформатору. Схема подключения ТСН представлена на рисунке 6.

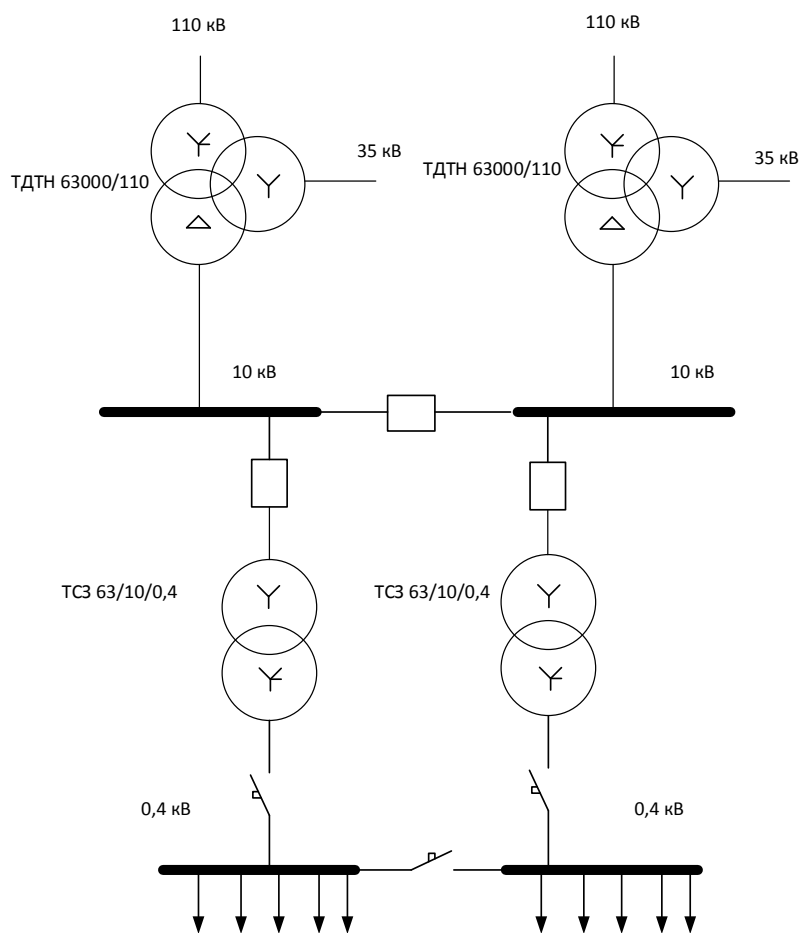


Рисунок 6 – Подключение ТСН

Выводы по разделу 6

3. Выполнен расчет мощности системы собственных нужд подстанции после реконструкции и выбраны источники питания системы собственных нужд подстанции.

7 Расчет системы молниезащиты и заземления подстанции

7.1 Заземление подстанции

Для каждой подстанции должна быть рассчитана система молниезащиты и заземления. Система молниезащиты выполняется для защиты оборудования ОРУ от прямых ударов молнии. Данные для расчета системы заземления: Площадь подстанции $S = 4875 \text{ м}^2$; Периметр подстанции $P = 280 \text{ м}$.

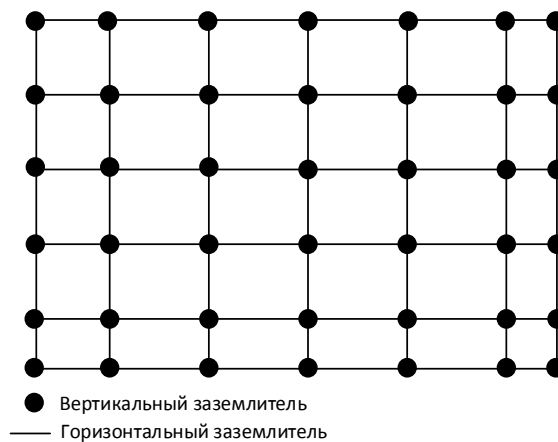


Рисунок 7 – Схема расположения горизонтальных и вертикальных заземлителей

Ток трехфазного короткого замыкания $I_{кз}^{(3)} = 6,56 \text{ кА}$.

Определим длину вертикальных заземлителей.

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 42 = 210 \text{ м}.$$

Определяем коэффициент Δ :

$$\Delta = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{4875}} = 0,078 < 0,1.$$

где $l_g = 5 \text{ м}$ - длина вертикальных заземлителей; $t = 0,5 \text{ м}$ - глубина установки горизонтальных заземлителей. Определяем коэффициент A :

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{4875}} = 0,373.$$

Далее находим сопротивление земли:

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 - \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^\Delta = 70 - \frac{20^{0,071}}{70} = 64,03,$$

где:

$$\Delta = 0,19(1 + \lg \frac{4,8 \cdot h_1}{l_6}) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1,$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{h_1 - t}{l_6} + 0,271 \lg \frac{a}{l_6} \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10.$$

Сопротивление заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с.}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с.}}}{L_2 + L_6} = 0,38 \cdot \frac{64,03}{\sqrt{4875}} + \frac{64,03}{2000 + 210} = 0,376 \text{ Ом}$$

где

$$A = 0,44 - 0,84 \frac{L_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{L_6 + t}{\sqrt{S}} < 1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{L_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{L_6 + t}{\sqrt{S}} < 0,5.$$

Сопротивление заземляющего устройства с естественными заземлителями:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,376 \cdot 1,5}{0,376 + 1,5} = \frac{0,564}{1,876} = 0,3 < 0,5,$$

$$0,3 < 0,5,$$

где R_e - приближенное сопротивление естественных заземлителей

Расчётное сопротивление заземлителя ниже допустимого значения.

Проверим на напряжения прикосновения.

Время прикосновения:

$$\tau = t_{pz} + t_{os} = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с},$$

где t_{pz} - время действия релейной защиты, t_{os} - время отключения выключателя.

Так как расчетное время прикосновения равно 0,7с, тогда напряжение прикосновения принимаем равным 130 В.

Определим коэффициент М:

$$M = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{20}{70} = 0,3,$$

Т.е. принимаем $M = 0,36$. Коэффициент распределения потенциала по поверхности земли:

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_6 \cdot L_2} \right)^{0,45} = 0,36 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{4875}}{4,5 \cdot 2000} \right)^{0,45} = 0,083.$$

Определяем коэффициент β :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + (R_c \cdot \rho_1)} = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 20)} = 0,97,$$

где R_q - сопротивление тела человека, R_c - сопротивление растеканию тока, ρ_1 - сопротивление верхнего слоя грунта.

Напряжение прикосновения человека:

$$U_q = I_{кз}^{(3)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 6560 \cdot 0,3 \cdot 0,083 \cdot 0,97 = 158 B,$$

$$158 B \geq 130 B.$$

Расчетное значение напряжение прикосновения выше допустимого, для понижения напряжения прикосновения выполним присыпку песком. Толщина слоя присыпки 0,2 м.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + (R_c \cdot \rho_1)} = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 500)} = 0,571$$

Рассчитываем напряжение прикосновения с учетом присыпки:

$$U_q = I_{кз}^{(3)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 6560 \cdot 0,3 \cdot 0,083 \cdot 0,571 = 93,3 B$$

$$130 B \geq 93,3 B$$

После использования присыпки песком, напряжение прикосновения удовлетворяет требованиям ПУЭ.

7.2 Молниезащита подстанции

Для ОРУ 110 кВ установку молниеотводов выполним на порталных опорах. Высота молниеотвода вместе с порталной опорой 35 м.

$h = 35 м$ - высота молниеотводов

$h_x = 8,5 \text{ м}$ - высота защищаемого объекта, выбран наиболее высокий объект на территории ОРУ 110 кВ.

Определим радиус защиты молниеотвода на высоте защищаемого объекта:

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{h}} = \frac{5,5}{\sqrt{35}} = 0,932$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} \cdot p = 1,6 \cdot 35 \cdot \frac{35 - 8,5}{35 + 8,5} \cdot 0,932 = 31,79 \text{ м}$$

Активная высота молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 35 - 8,5 = 26,5 \text{ м}$$

Ширина зоны защиты молниеотвода:

$$B_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} = 4 \cdot 31,79 \cdot \frac{7 \cdot 26,5 - 50}{14 \cdot 26,5 - 50} = 53,67 \text{ м}$$

Для защиты ОРУ 35 кВ также выполним установку молниеотводов на порталных опорах, высота молниеотводов ниже чем со стороны 110 кВ и равна 14 м.

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта:

$$p = 1,$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} \cdot p = 1,6 \cdot 16 \cdot \frac{16 - 7,5}{16 + 7,5} \cdot 1 = 9,25 \text{ м}.$$

Активная высота молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 16 - 8,5 = 7,5 \text{ м}.$$

Ширина зоны защиты:

$$B_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} = 4 \cdot 9,25 \cdot \frac{7 \cdot 7,5 - 10}{14 \cdot 7,5 - 10} = 13,67 \approx 14 \text{ м}.$$

Выводы по разделу 7

1. Выполнен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции после реконструкции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Для выполнения проекта реконструкции необходимо выполнить анализ состояния подстанции. Подстанция «Таволги» была введена в эксплуатацию в 1989 году. В настоящее время на подстанции «Таволги» установлено два силовых трансформатора ТДТН-25000/110/35/10. Анализ загрузки подстанции показал, что силовые трансформаторы работают с перегрузкой. Согласно данным эксплуатирующей организации к подстанции «Таволги» закрыто присоединение новых потребителей. Кроме того, основными потребителями на стороне 10 кВ являются объекты нефтедобывающего комплекса, поэтому любая аварийная ситуация на подстанции приведет к перебою электроснабжения ответственных потребителей и большим экономическим потерям.

Расчет годового упорядоченного графика нагрузки подстанции «Таволги» показал, что на подстанции требуется установить силовые трансформаторы мощностью выше 40 МВА. Согласно каталогам отечественных производителей, для сравнения выбраны два варианта: с трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 кВ и ТДЦТН 80000/110/35/10 кВ. Трансформатор ТДЦТН 80000/110/35/10 не удовлетворил условиям минимума приведенных затрат, поэтому к установке на подстанции «Таволги» было принято решение установить два силовых трансформатора мощностью 63 МВА. Установка данных трансформаторов позволит существенно повысить пропускную способность подстанции и выполнять подключение новых потребителей.

После выбора силовых трансформаторов выполнен расчет симметричных токов короткого замыкания. Значения токов короткого замыкания использованы для выбора и проверки оборудования подстанции выполненного в четвертом разделе ВКР.

Для установки на подстанции «Таволги» приняты на стороне ОРУ 110 кВ высоковольтные элегазовые баковые выключатели ВЭБ УЭТМ 110-2500. На стороне 35 кВ установлены вакуумные выключатели марки ВВН СЭЩ 35-1600. На стороне 10 кВ в шкафах КРУ устанавливаем вакуумные выключатели марки ВРС-10, выключатель с номинальным током 4000 А, устанавливается в качестве вводного и секционного выключателя, на отходящих линиях устанавливаются выключатели с меньшим номинальным током 1600 А.

Далее в ВКР выбраны разъединители для ОРУ 110 кВ и 35 кВ. Для ОРУ 110 кВ выбраны РГ-110/1000, а для стороны 35 кВ разъединители РГП-СЭЩ-35-1000.

Для подключения измерительных приборов, счетчиков, а также устройств релейной защиты и автоматики выбраны трансформаторы тока. На стороне 110 кВ приняты трансформаторы тока ТВ-110-400/5, для стороны 35 кВ выбраны ТОЛ СЭЩ – 35-1000/5, а для стороны 6 кВ шинный трансформатор тока ТШЛ СЭЩ – 10 4000/5.

Трансформаторы напряжения выбраны на стороне 110 кВ - ЗНОГ-110, на стороне 35 кВ - ЗНОМ-35, а для стороны 10 кВ - ЗНОЛ СЭЩ – 10.

Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок дифференциальной защиты выполненной на базе микропроцессорного блока РЕТ 670 производства Группа АББ.

Для питания системы собственных нужд выполнен расчет мощности потребителей собственных нужд подстанции, а также выбраны трансформаторы собственных нужд. ТСЗ-63/10/0,4.

Выполнен расчет молниезащиты подстанции «Таволги» и расчет заземления ОРУ.

В результате выполнения ВКР разработан проект реконструкции подстанции, отвечающий современным требованиям к проектированию и реконструкции подстанций. Использовано современное оборудование преимущественно отечественного производства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Arie L. Sherkman. Transient analysis of electric power circuits handbook. 3-е изд. Hill book company 2015. 586 с.
2. Billings K., Morey T. Switchmode Power Supply Handbook/ Billings K., Morey T. McGraw-Hill book company 2015. 858 с.
3. Das J.C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation. 2-е изд. New York: McGraw-Hill book company 2017. 736 с.
4. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings. 2-е изд., Holon McGraw-Hill book company 2014. 656 с.
5. Marty Brown. Switchmode Power Supply Handbook New York: Graw-Hill book company, 2016. 278 с.
6. Ваттметры а вольтметры // Каталог производителя измерительного оборудования URL: <http://www.elpriz.ru/catalog/dwnfiles/pdf/e340.pdf> (дата обращения: 03.04.2019).
7. Вахнина В. В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения. Тольятти: ТГУ, 2016. 76 с.
8. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
9. Каталог "Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).
10. Каталог "Электроаппараты" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).
11. Каталог. Встроенные трансформаторы тока. // Официальный сайт ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. URL: http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2019/Каталог%20на%20ТВ-2019.pdf (дата обращения: 03.04.2019).

12. Каталог. Газонаполненное оборудование // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО_Газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 05.05.2019).
13. Киреева, Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282 с.
14. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.
16. Номенклатурный каталог // Официальный сайт ОАО Холдинговой компании "Электрозавод" URL: http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog_2018.pdf (дата обращения: 03.04.2019).
17. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. - 704 с.
18. Разъединители наружной установки серии РГ // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv (дата обращения: 03.04.2019).
19. Расчет защиты марки SEPAM // Официальный сайт компании Schneider Electric/ URL <http://netkom.by/docs/N03-Metodika-rascheta-ustavok-zashchit-SEPAM.pdf> (Дата обращения 21.04.2019)
20. Степкина Ю.В., В.М. Салтыков Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 125 с.
21. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.

22. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

23. Терминалы дифференциальной защиты RET // Официальный сайт группы компаний АББ URL: <http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika/16-ret670-rele-rza-abb-zashhita-transformatorov-v-magistralnykh-setjakh.html> (Дата обращения 21.04.2019)

24. Трансформаторы ТЛС СЭЩ // Официальный сайт компании «Самарский Электрощит» URL https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti_tls_electroshield.ru.pdf (Дата обращения 21.04.2019)

25. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчёт токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 56 с.