

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции ГПП-4
ЗАО «Самарская сетевая компания»»

Студент(ка)

А.А. Андреев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе бакалавра была спроектирована электрическая часть главной понизительной подстанции (ГПП-4), находящейся на территории автозаводского района, города Тольятти, с целью её реконструкции. Для этого был произведен: расчет электрических нагрузок ГПП-4, выбор типа, числа и мощности трансформаторов, включающий в себя технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, выбор основных конструктивных решений по ГПП-4, расчет релейной защиты, выбор оперативного тока, расчет собственных нужд подстанции, расчет системы измерений на подстанции, расчет заземления подстанции, расчет молниезащиты подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра состоит из пояснительной записки объемом 60 листов, дополняемой 14 таблицами и 5 рисунками, а так же шестью чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1. Краткая характеристика объекта	7
2. Расчет электрических нагрузок ГПП-4.....	9
3. Расчет и выбор силовых трансформаторов на ГПП-4.....	15
3.1 Выбор вида силовых трансформаторов.....	15
3.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов.....	15
3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов на ГПП-4.....	16
4. Расчет токов короткого замыкания	25
4.1 Расчет сопротивлений.....	26
4.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К1	27
4.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2	30
5. Выбор основного электрооборудования	32
5.1 Выбор выключателя, входящего в состав КРУЭ 110 кВ	33
5.2 Выбор трансформатора тока в КРУЭ 110 кВ.....	34
5.3 Выбор выключателя, входящего в состав КРУ 10 кВ.....	35
5.4 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	36
5.5 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	37
5.6 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ.....	39
5.7 Выбор линии для потребителей на стороне 10 кВ	41
5.8 Выбор кабеля от КРУЭ до силового трансформатора	45
6. Выбор основных конструкторских решений по понизительной подстанции.....	47
7. Релейная защита	48
7.1 Защита трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения типа «Сириус-ТЗ».....	48
8. Оперативный ток	51
9. Собственные нужды подстанции	52

10. Система измерений на подстанции	54
11. Расчет заземления ГПП-4	55
11.1 Молниезащита ГПП-4.....	57
Заключение	58
Список использованных источников	59

Введение

Электрическая энергия является одним из основных видов энергии, который обеспечивает технический прогресс во всех сферах жизни человека. Она является наиболее перспективным видом, так как её основными преимуществами являются передача на большие расстояния и способность преобразования в другие виды энергии.

Трансформаторная подстанция, входящая в состав энергосистемы, должна определяться схемами развития энергосистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, схемами организации электроремонта, проектами системной автоматики и релейной защиты. Сооружению новой электрической сети, расширению и реконструкции существующей предшествуют проектные разработки. При проектировании выбирается более рациональный путь решения задачи. На заключительной стадии работы для практической реализации передаются конструкторские чертежи и определяется сметная стоимость проектируемого объекта. Оптимизация параметров, условия присоединения к энергосистеме являются задачами, которые необходимо учитывать в системе электроснабжения. Они периодически усложняются, так как происходит непрерывное увеличение общего количества электроприемников, увеличение их единичных мощностей и использование электроэнергии непосредственно в технологических процессах. Так же важен объем резервирования, оказывающий влияние на количество трансформаторов и основной электроаппаратуры. При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более 70% суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период [10].

Проектирование трансформаторных подстанций производится с учетом района размещения подстанции, значения питающего напряжения, режимов заземления нейтралей трансформаторов, расчетных значений токов короткого замыкания, надежности и технологических особенностей потребителей и

отдельных электроприемников. При реконструкции производится изменение конструкции отдельных узлов, замены материалов отдельных узлов, но при этом технические характеристики остаются теми же.

Таким образом целью данной выпускной квалификационной работы бакалавра является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей и повышение надежности за счет замены оборудования на более современное.

К задачам относятся расчет электрических нагрузок подстанции, выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов и проводников, выбор основных конструктивных решений по подстанции, расчет релейной защиты, выбор оперативного тока, системы измерений, собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

1 Краткая характеристика объекта

ЗАО «Самарская сетевая компания» является одним из лидеров в отрасли транспортировки электрической энергии в Самарской области. С момента возникновения в 2005 году перед компанией была поставлена задача объединения и восстановления электросетевого комплекса, повышение эффективности и надежности использования ведомственного электрохозяйства. Деятельность компании направлена не только на реконструкцию, модернизацию, но и на строительство новых объектов и дальнейшее развитие электрических сетей области. На протяжении десяти лет осуществляет работу в Самарском регионе, эффективно выполняя, поставленные задачи Правительством Самарской области. Структура электросетевого хозяйства ЗАО «ССК» объединяет 27 муниципальных районов и 6 городских округов Самарской области. Находится на праве собственности или на ином праве электрохозяйство следующих предприятий области:

- 1) Промышленная площадка ООО «ЗИМ»
- 2) Промышленная площадка ФГУП «Фосфор»
- 3) ОАО «Тольяттинский трансформатор»
- 4) ФГУП «Рейд»

В 2015 году в структуру ЗАО «ССК» - в результате масштабной реорганизации, вошли крупнейшие региональные электросетевые организации - ЗАО «Самарские городские электрические сети», АО «Сызранская городская электросеть» и ОАО «Электросеть», в состав которой входит ГПП-4.

ГПП-4 по месту присоединения к электрической сети является тупиковой, получает питание от линий «Город-31» и «Город-32». По месту размещения выполнена закрытой, всё оборудование которой расположено в здании. Двухэтажное здание главной понизительной подстанции находится на территории бывшей региональной организации ОАО «Электросеть».

На втором (верхнем) этаже подстанции расположена вся коммутационная аппаратура на 110 кВ (разъединители, отделители,

короткозамыкатели). С помощью токопроводов напряжение 110 кВ подается на высоковольтные вводы силовых трансформаторов, которые находятся на первом (нижнем) этаже, в отдельных, огороженных друг от друга помещениях. Трансформированное напряжение 10 кВ снимается с вводов низшего напряжения трансформаторов посредством жесткой ошиновки между трансформаторами и распределительных устройств. Далее электрическая энергия распределяется на взаиморезервируемых шинах РУ и передается непосредственно потребителям. Передача электрической энергии между распределительными устройствами и потребителями осуществляется с помощью кабельных линий на 10 кВ.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции ГПП-4

Электрическая энергия с ГПП-4 передается потребителям по десяти фидерам, к которым подключены распределительные пункты и трансформаторные подстанции. Активная мощность и тип линии отдельных потребителей представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Активная мощность и тип линии потребителей ГПП-4

№ п/п	Наименование потребителей	Категория потребителей	Потребляемая Мощность, МВт	Тип линии электропередачи
1	РП-18	2	6,543	КЛ
2	РП-19	2	7,299	КЛ
3	РП-20	2	5,976	КЛ
4	РП-21	2	4,924	КЛ
5	РП-22	2	8,311	КЛ
6	РП-23	2	7,571	КЛ
7	РП "Доринда"	1	7,785	КЛ
8	Лада Арена	1	1,17	КЛ
9	ТП-ПНС-3	2	1,17	КЛ
10	ТП-7 _{тяг}	1	1,26	КЛ

Годовой график суммарной активной мощности всей подстанции представлен на рисунке 1.

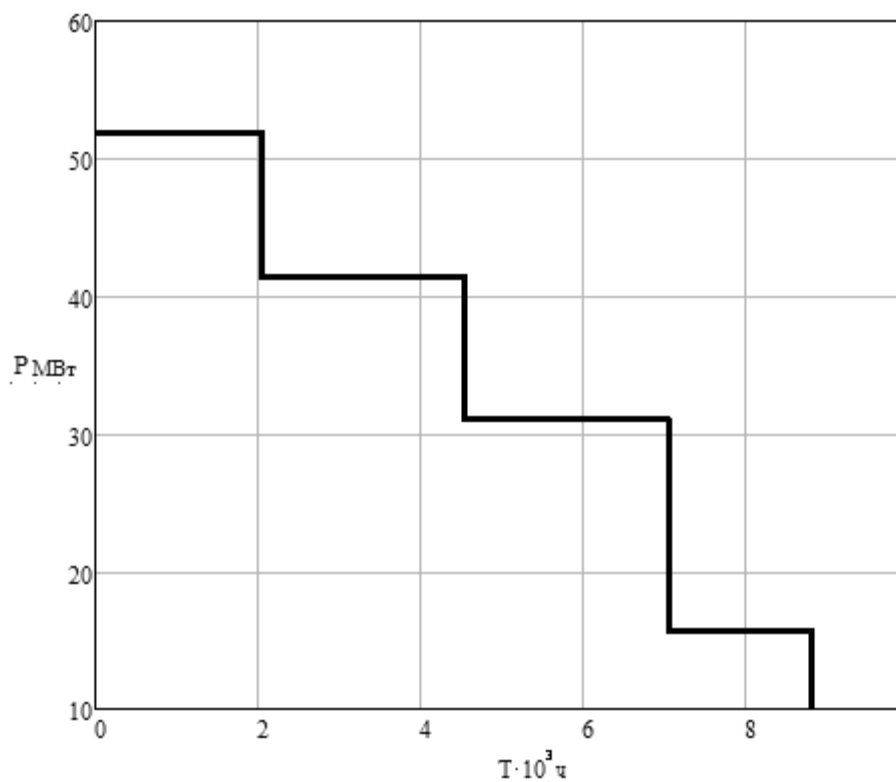


Рисунок 1 - Годовой график активной мощности ГПП-4

Так как все потребители в основном городского типа, то принимается один усредненный коэффициент мощности для всех потребителей. Полная мощность определяется по формуле:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos \phi_{in}}, \quad (1)$$

Далее, с использованием заданных значений, по формуле (1) находится полная мощность для каждого потребителя подстанции [3].

Для РП-18:

$$S_{РП-18} = \frac{6,535}{0,9} = 7,262 \text{ МВА.}$$

Для РП-19:

$$S_{РП-19} = \frac{7,299}{0,9} = 8,11 \text{ МВА.}$$

Для РП-20:

$$S_{РП-20} = \frac{5,976}{0,9} = 6,64 \text{ МВА.}$$

Для РП-21:

$$S_{РП-21} = \frac{4,924}{0,9} = 5,472 \text{ МВА.}$$

Для РП-22:

$$S_{РП-22} = \frac{8,311}{0,9} = 9,235 \text{ МВА.}$$

Для РП-23:

$$S_{РП-23} = \frac{7,571}{0,9} = 8,413 \text{ МВА.}$$

Для РП Доринда:

$$S_{РП \text{ Доринда}} = \frac{7,785}{0,9} = 8,65 \text{ МВА.}$$

Для «Лада Арена»:

$$S_{\text{Лада Арена}} = \frac{1,17}{0,9} = 1,3 \text{ МВА.}$$

Для ТП-ПНС-3:

$$S_{ТП-ПНС-3} = \frac{1,17}{0,9} = 1,3 \text{ МВА.}$$

Для ТП-7_{тяг}:

$$S_{ТП-7_{\text{тяг}}} = \frac{1,26}{0,9} = 1,4 \text{ МВА} .$$

Суммарная полная мощность подстанции ГПП-4:

$$S_{\text{max}}^{ПС} = \sum S_n^i = S_{РП-18} + S_{РП-19} + S_{РП-20} + S_{РП-21} + S_{РП-22} + S_{РП-23} + S_{РП \text{ Доринда}} + S_{\text{Лада Арена}} + S_{ТП-7_{\text{тяг}}} + S_{ТП-ПНС-3} = 7,262 + 8,11 + 6,64 + 5,472 + 9,235 + 8,413 + 8,65 + 1,3 + 1,4 + 1,3 = 57,783 \text{ МВА} .$$

Потребляемая электроэнергия для отдельных потребителей определяется по формуле:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} . \quad (2)$$

Несмотря на то что график для всех потребителей общий, находятся все значения потребляемой электроэнергии:

$$W_{РП-18} = 6,535 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 41350 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП-19} = 7,299 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 46180 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП-20} = 5,976 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 37770 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП-21} = 4,924 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 31150 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП-22} = 8,311 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 52590 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП-23} = 7,571 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 47900 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{РП \text{ Доринда}} = 7,785 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 49260 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{\text{Лада Арена}} = 1,17 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 7400 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{ТП-ПНС-3} = 1,17 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 7400 \text{ МВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{ТП-7_{\text{мес}}} = 1,26 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 2,76) \cdot 10^3 = 7970 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Для подстанции ГПП-4 в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 328970 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки :

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\text{max}}} , \quad (3)$$

$$T_M = \frac{328970}{52,001} = 6326,22 \text{ ч} .$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_{\text{зан}} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot \sum P_{\text{max}}} = \frac{T_M}{8760} , \quad (4)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{6326,22}{8760} = 0,72$$

По рассчитанным данным был построен годовой график нагрузки потребителей ГПП-4 (рисунок 2).

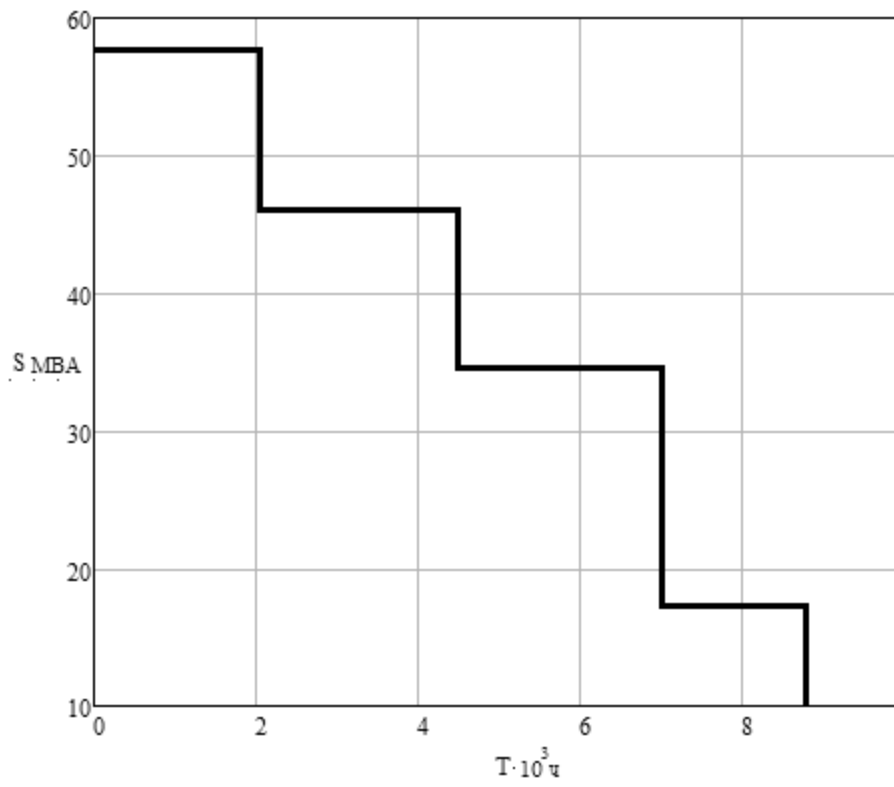


Рисунок 2 - Годовой график полной мощности ГПП-4

3 Расчет и выбор силовых трансформаторов на ГПП-4

3.1 Выбор вида силовых трансформаторов

На данный момент на ГПП-4 установлены два силовых трансформатора ТРДН-40000/110/10/10. С целью проверки правильности выбора и актуальности этих трансформаторов, на сегодняшний день, производится расчет по имеющимся графикам электрических нагрузок [3].

Так как на ГПП-4 две секции шин низшего напряжения, на 10 кВ, то тип трансформатора остается такой же (с расщепленной обмоткой низшего напряжения) [4].

3.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов

Данная трансформаторная подстанция является двухтрансформаторной, так как все потребители первой и второй категории. Допустимая номинальная мощность каждого трансформатора с учётом допустимой перегрузки в аварийном режиме определяется по выражению (5):

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} (n-1)}, \quad (5)$$

$$\frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} (n-1)} = \frac{57,783 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 33 \text{ МВА},$$

где K_{1-2} - это коэффициент загрузки потребителей, соответствующих категорий электроснабжения (для ПС и ГПП $K_{1-2} = 0,7$);

$K_{пер}$ - это коэффициент допустимой перегрузки трансформатора (принимается равным 1,4);

n - это количество параллельно работающих трансформаторов на ГПП.

Так как коэффициент допустимой перегрузки больше единицы, т.е перегрузка составляет 40%, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} ;$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} \equiv 0,7 \cdot 57,783 = 40,448 \text{ МВА} ;$$

40,448 ≥ 33 - соответствует условию.

3.3 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки ГПП

При технико-экономическом расчете к рассмотрению принимается два трансформатора, в результате которого будет выбран наиболее подходящий вариант.

Выбирается уже имеющийся трансформатор ТРДН-40000/110/10/10 и трансформатор того же типа, но выше по классу мощности ТРДН-63000/110/10 10.

2.3.1 Расчет для трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения ТРДН-40000/110/10/10

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Каталожные данные ТРДН-40000/110/10/10

Тип	S _{номТ} , МВА	Каталожные данные						
		U _{ном} обмоток, кВ			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	u _к , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН-40000/110	40	115	10,5	10,5	170	34	0,55	10,5

Приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k . \quad (6)$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{изм.пот.} \cdot Q_x = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт} , \quad (7)$$

где $\kappa_{изм.пот.}$ - это коэффициент изменения потерь. Для расчетов принимается $\kappa_{изм.пот.} = 0,05 \text{ кВт/квар}$.

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар} , \quad (8)$$

где I_x (%) - это ток холостого хода ТРДН-40000.

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$P_{к.в} = 0, \\ P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт} . \quad (9)$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжения определяются по соответствующим формулам:

$$\begin{aligned} \kappa_{з.в} &= \frac{S_B}{S_{номТ}} = \frac{57783}{40000} = 1,44, \\ \kappa_{з.н1} &= \frac{S_{H1}}{S_{номТ}} = \frac{30382}{40000} = 0,75, \\ \kappa_{з.н2} &= \frac{S_{H2}}{S_{номТ}} = \frac{27401}{40000} = 0,68. \end{aligned} \quad (10)$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.6} = \frac{U_{к.6}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар}, \quad (11)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар},$$

где $U_{к.6} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%$,

$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-СН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%$.

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$P'_{к.6} = P_{к.6} + k_{у.л} \cdot Q_{к.6} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт}, \quad (12)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + k_{у.л} \cdot Q_{к.н1,2} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт}.$$

Далее производится расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.

$S_{Вi}$, $S_{Н1i}$, $S_{Н2i}$ - расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов из графиков на каждой соответствующей (i-ой) ступени;

T_i - продолжительность нахождения нагрузки на i-ой ступени;

n_i - количество трансформаторов;

ΔW_{xi} - приведенные потери энергии в режиме холостого хода;

ΔW_{ki} - приведенные потери энергии в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток;

Для первой ступени графика:

$S_B = 57783 \text{ МВА}$, $S_{Н1} = 30442 \text{ МВА}$, $S_{Н2} = 27341 \text{ МВА}$, $n = 2$, $T = 2000 \text{ ч.}$,

$$\Delta W_x = n \cdot P'_x \cdot T = 2 \cdot 45 \cdot 800 = 180000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$k_{3,6}^2 = 2,07, \quad k_{3,н1}^2 = 0,56, \quad k_{3,н2}^2 = 0,46.$$

Потери электроэнергии для соответствующих обмоток определяются по формуле:

$$\Delta W_{к.б} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.б} \cdot k_{3.б}^2 \cdot T = \frac{1}{2} \cdot 26,25 \cdot 2,07 \cdot 2000 = 54316 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (13)$$

$$\Delta W_{к.н1} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot k_{3.н1}^2 \cdot T = \frac{1}{2} \cdot 707,5 \cdot 0,56 \cdot 2000 = 396144 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{к.н2} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot k_{3.н2}^2 \cdot T = \frac{1}{2} \cdot 707,5 \cdot 0,46 \cdot 2000 = 325404 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Дальнейший расчет производится аналогично, результаты вычислений заносятся в таблицу 3.

Количество трансформаторов на каждой ступени (n_i) будет всегда равно 2, так как имеются потребители 1й категории.

Таблица 3 - Потери электроэнергии для ТРДН-40000

i	S _B МВА	S _{Н1} МВА	S _{Н2} МВА	n i	T ч	ΔW кВт·ч	k ² _{3.Б}	k ² _{3.С}	k ² _{3.Н}	ΔW _{к.Б} кВт·ч	ΔW _{к.Н1} кВт·ч	ΔW _{к.Н2} кВт·ч
1	5778 3	3044 2	2734 1	2	200 0	18000 0	2,0 7	0,5 6	0,4 6	54316	396144	325404
2	4160 0	2187 2	1972 7	2	250 0	22500 0	1,0 8	0,2 9	0,2 4	35424	256432	212220
3	3120 0	1640 4	1479 5	2	250 0	22500 0	0,6	0,1 6	0,1 2	19680	141504	106110
4	1560 0	8202	7397	2	176 0	79200	0,1 5	0,0 4	0,0 3	6930	49808	37356
						ΣΔW= 70920 0				ΣΔW _{к.Б} = 416350	ΣΔW _{к.Н1} = 843888	ΣΔW _{к.Н2} = 681090

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения потери электроэнергии ($\Delta W_{пс}$) определяются из следующего обобщенного выражения:

$$\begin{aligned}
\Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.v.i} + \sum \Delta W_{k.n1i} + \sum \Delta W_{k.n2i} = \\
&= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{k.v} \cdot k_{3.v.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k.n1} \cdot k_{3.n1i}^2 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P'_{k.n2} \cdot k_{3.n2i}^2 \cdot T \right) = \\
&= 2350528 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.
\end{aligned} \tag{14}$$

2.3.2 Расчет для трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения ТРДН-63000/110/10/10

Расчет для трансформатора ТРДН-63000/110/10/10 производится аналогично. Каталожные данные для данного трансформатора представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Каталожные данные ТРДН-63000/110/10/10

Тип	S _{НОМТ} , МВА	Каталожные данные						
		U _{НОМ} обмоток, кВ			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	u _к , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН- 63000/110	63	115	10,5	10,5	245	50	0,5	10,5

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода определяются по формуле (7):

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода определяются по формуле (8):

$$Q_x = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора по формуле (9):

$$P_{к.в} = 0,$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжения определяются по формуле (10):

$$K_{з.в} = \frac{57783}{63000} = 0,91;$$

$$K_{з.н1} = \frac{30382}{63000} = 0,48;$$

$$K_{з.н2} = \frac{27401}{63000} = 0,43.$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой в режиме короткого замыкания определяются по формуле (11):

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,8 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой определяются по формуле (12):

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{у.п} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,8 = 41,34 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + k_{у.п} \cdot Q_{к.н1,2} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8 \text{ кВт}.$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТРДН-63000/110/10/10 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Потери электроэнергии для ТРДН 63000

i	S _B MBA	S _{H1} MBA	S _{H2} MBA	n i	T ч	ΔW кВт·ч	k ² _{з.в}	k ² _{з.н1}	k ² _{з.н2}	ΔW _{к.в} кВт·ч	ΔW _{к.н1} кВт·ч	ΔW _{к.н2} кВт·ч
1	5778	3044	2734	2	200	26330	0,8	0,23	0,18	3389	245824	192384
	3	2	1		0	0	2			8		
2	4160	2187	1972	2	250	32875	0,4	0,11	0,09	2222	146960	120240
	0	2	7		0	0	3			0		
3	3120	1640	1479	1	250	16437	0,2	0,06	0,05	1240	80160	66800
	0	4	5		0	5	4			2		
4	1560	8202	7397	1	176	11572	0,0	0,01	0,01	1819	9405	9505
	0				0	0	5					
						ΣΔW= 76799 7				ΣΔW _{к.в} = 70339	ΣΔW _{к.} н1= 48234 9	ΣΔW _{к.н2} = 388829

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле (14):

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в.i} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot k_{з.н1i}^2 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot k_{з.н2i}^2 \cdot T \right) = \\ &= 1709514 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Далее определяются стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$И_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \text{ руб}, \quad (15)$$

где - ΔW_{nc} годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

C_3 - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, определяемая по выражению:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{893,58}{8067,45} + 0,441 = 0,55 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (16)$$

где α - это основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч;

β - это дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии по прибору учета.

Для трансформатора ТРДН-40000 стоимость годовых потерь:

$$I_3 = 2350528 \cdot 0,55 = 1292790, \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_3 \quad (17)$$

где K - стоимость трансформаторов, руб.;

E_n - коэффициент дисконтирования;

I_3 - стоимость годовых потерь в трансформаторах

I_0 - годовые отчисления, руб., которые определяются из выражения:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (18)$$

где $p_{\text{сум}} = 0,094$ для электрооборудования 35-150 кВ.

Для ТРДН-40000 приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 22000000 + 0,094 \cdot 22000000 + 1292790 = 6110790, \text{ руб.}$$

Для ТРДН-63000 стоимость годовых потерь:

$$I_3 = 1709514 \cdot 0,55 = 940233, \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 28000000 + 0,094 \cdot 28000000 + 940233 = 7072233, \text{ руб.}$$

В результате определения приведенных затрат видно, что трансформатор ТРДН-40000 является более экономически выгодным. Данный трансформатор и принимается за расчетный.

4 Расчёт токов короткого замыкания

При выборе электрических аппаратов на ГПП необходим расчет токов короткого замыкания (КЗ) с целью проверки оборудования. Для этого выбирается наиболее опасный режим, когда один трансформатор выведен в ремонт и вся нагрузка проходит через второй трансформатор. Расчет производится в относительных единицах, которые приводятся к базисным параметрам [5].

Расчетная схема с соответствующими точками КЗ представлена на рисунке 3

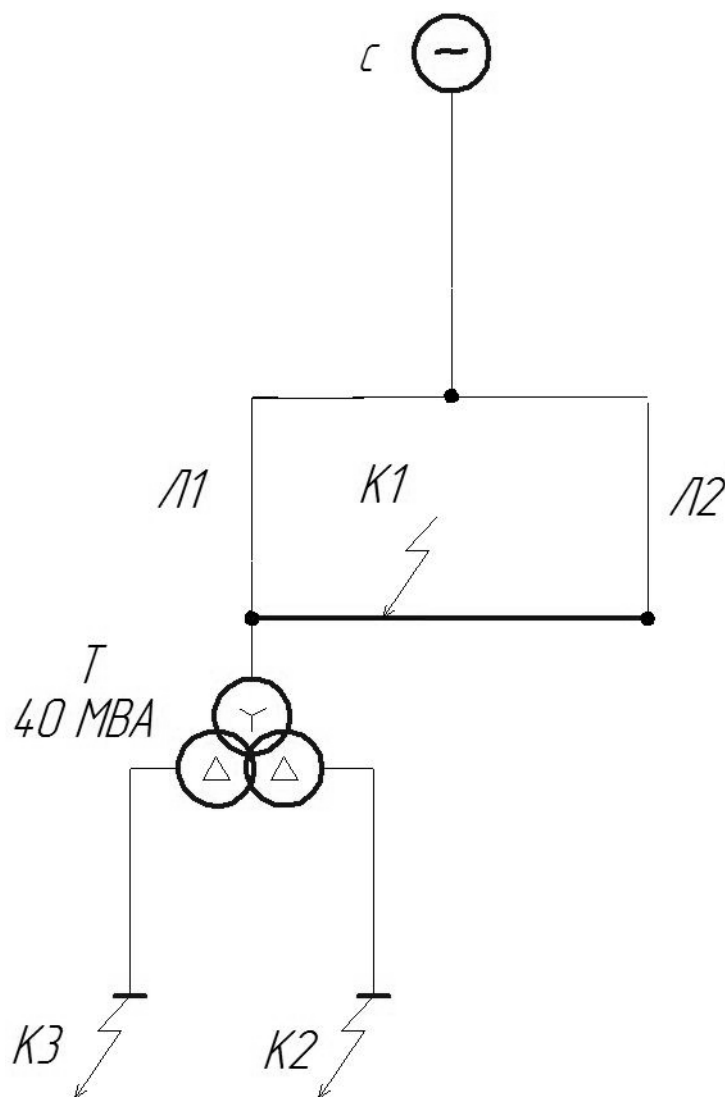


Рисунок 3 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

Схема замещения с соответствующими точками КЗ представлена на рисунке 4.

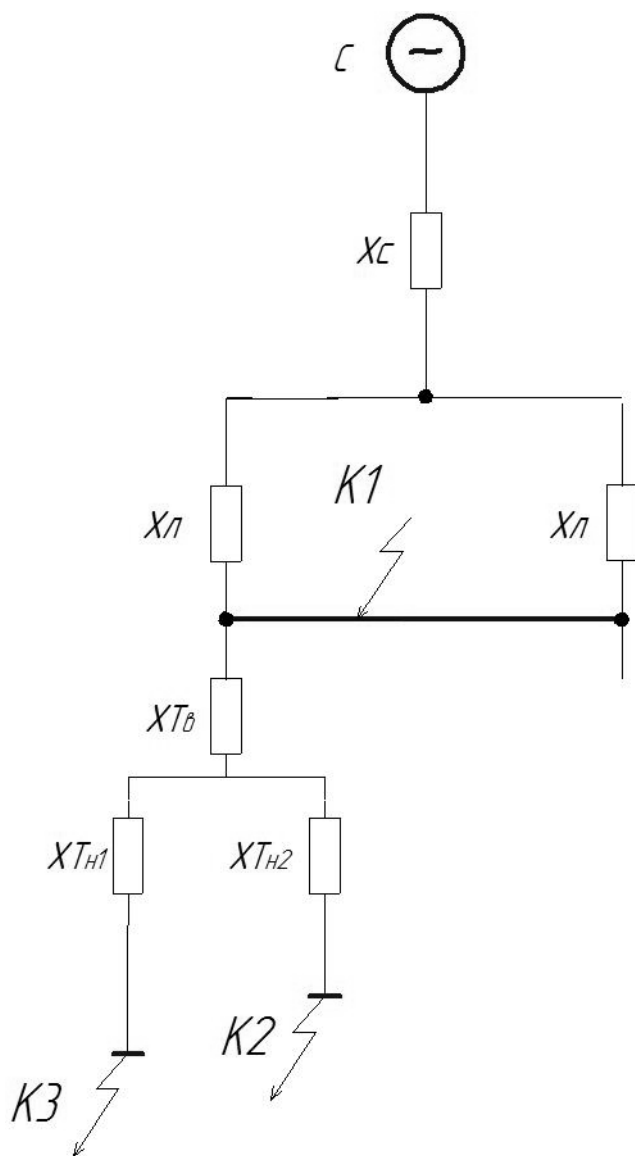


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ

4.1 Расчет сопротивлений:

$$x_{*б,C} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3000} = 0,33; \quad (19)$$

$$x_{*б,Тв} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328; \quad (20)$$

$$x_{*o,TH1} = x_{*o,TH2} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_o}{S_n} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59; \quad (21)$$

$$x_{*o,Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_o}{U_n^2} = 0,4 \cdot \frac{17}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,25; \quad (22)$$

4.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К1.

4.2.1 Трехфазное

Базисный ток:

$$I_o = \frac{S_o}{\sqrt{3} \cdot U_n} \text{ кА}, \quad (23)$$

$$I_o = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma K1} = x_{*o,C} + x_{*o,Л} = 0,33 + 0,25 = 0,58 \quad (24)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_o''}{x_{*рез}} \cdot I_o \text{ кА}, \quad (25)$$

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{0,58} \cdot 5,02 = 8,58 \text{ кА}.$$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_{y\partial} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \text{ кА}, \quad (26)$$

$$i_{y\partial} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,58 = 21,8 \text{ кА},$$

где k_y - это ударный коэффициент для энергосистемы и ВЛ

4.2.2 Однофазное

Дополнительное индуктивное сопротивление для несимметричного однофазного КЗ:

$$\Delta x^{(1)} = x_{2\Sigma K1} + x_{0\Sigma K1}, \quad (27)$$
$$x_{2\Sigma K1} = x_{1\Sigma K1} = x_{\Sigma K1} = 0,58,$$

где $x_{2\Sigma K1}$ - это суммарное сопротивление обратной последовательности;
 $x_{0\Sigma K1}$ - это суммарное сопротивление нулевой последовательности, определяемое с помощью схемы нулевой последовательности (рисунок 5).

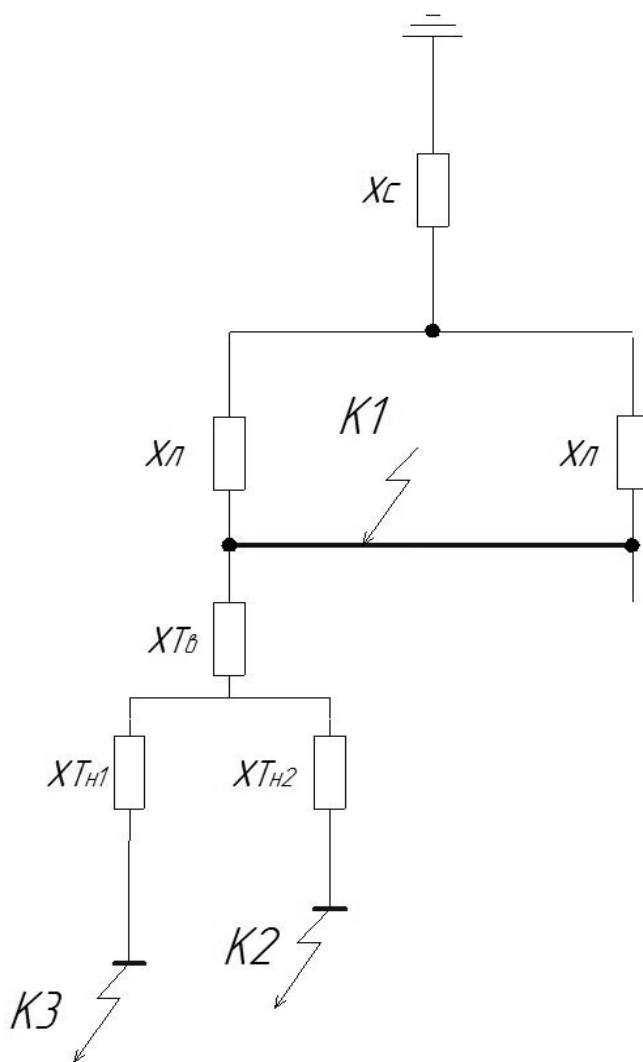


Рисунок 5 - Расчетная схема нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma K1} = x_{*6,C} + x_{*6,L} + x_{*6,Tg} + x_{*6,Tn1} + x_{*6,Tn2} = 0,33 + 0,25 + 0,328 + 4,59 + 4,59 = 10 \text{ кА}. \quad (28)$$

Периодическая составляющая тока КЗ и ударный ток КЗ:

$$I_{n,o}^{(1)} = \frac{m \cdot E_6''}{x_{\Sigma K1} + \Delta x^{(1)}} \cdot I_6 = \frac{1 \cdot 3}{0,58 + 0,58 + 10} \cdot 5,02 = 0,44 \text{ кА}, \quad (29)$$

$$i_{y0} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,44 = 1,1 \text{ кА},$$

где m - это коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ

4.2.3 Двухфазное:

$$\Delta x^{(2)} = x_{2\Sigma K1} = 0,58, \quad (30)$$

$$m = \sqrt{3},$$

$$I_{n,o}^{(1)} = \frac{m \cdot E_6''}{x_{\Sigma K1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_6 = \frac{1 \cdot \sqrt{3}}{0,58 + 0,58} \cdot 5,02 = 7,43 \text{ кА}, \quad (31)$$

$$i_{y0} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,43 = 18,9 \text{ кА}.$$

3.2.4 Двухфазное КЗ на землю:

$$\Delta x^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma K1} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma K1} + x_{0\Sigma}} = \frac{0,58 \cdot 10}{0,58 + 10} = 0,55, \quad (32)$$

$$m = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma K1} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma K1} + x_{0\Sigma}}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,58 \cdot 10}{0,58 + 10}} = 1,68, \quad (33)$$

$$I_{n,o}^{(1)} = \frac{m \cdot E_6''}{x_{\Sigma K1} + \Delta x^{(1,1)}} \cdot I_6 = \frac{1 \cdot 1,68}{0,58 + 0,55} \cdot 5,02 = 7,43 \text{ кА}, \quad (34)$$

$$i_{y0} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,43 = 18,9 \text{ кА}.$$

4.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2

4.3.1 Трехфазное

Базисный ток определяется по формуле (23):

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА.}$$

Резльтирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{\Sigma K2} = x_{*\sigma, C} + x_{*\sigma, Л} + x_{*\sigma, Тг} + x_{*\sigma, Тн1} = 0,33 + 0,328 + 4,59 = 5,503. \quad (35)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле (25):

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{5,503} \cdot 54,9 = 9,99 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (26):

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,99 = 26,8 \text{ кА.}$$

4.3.2 Однофазное

Добавочное сопротивление и ток периодической составляющей определяются соответственно по формулам (27) и (29):

$$\Delta x^{(1)} = 5,503 + 10 = 15,503,$$

$$m = 3,$$

$$I_{n,o}^{(1)} = \frac{1 \cdot 3}{5,503 + 15,503} \cdot 54,9 = 7,8 \text{ кА,}$$

$$i_{y\phi} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,8 = 19,9 \text{ кА.}$$

4.3.3 Двухфазное

Добавочное сопротивление и ток периодической составляющей определяются соответственно по формулам (30) и (31):

$$\Delta x^{(2)} = 5,503,$$

$$m = \sqrt{3},$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \frac{1 \cdot \sqrt{3}}{5,503 + 5,503} \cdot 54,9 = 8,6 \text{ кА,}$$

$$i_{y\phi} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,6 = 21,8 \text{ кА.}$$

4.3.4 Двухфазное КЗ на землю

Добавочное сопротивление, коэффициент m и ток периодической составляющей определяются соответственно по формулам (32), (33) и (34):

$$\Delta x^{(1,1)} = \frac{5,503 \cdot 10}{5,503 + 10} = 3,5,$$

$$m = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{5,503 \cdot 10}{5,503 + 10}} = 1,5,$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \frac{1 \cdot 1,5}{5,503 + 3,5} \cdot 54,9 = 9,1 \text{ кА,}$$

$$i_{y\phi} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,1 = 23,2 \text{ кА.}$$

Так как трансформатор ТРДН - 40000 с расщепленной обмоткой низшего напряжения, то и сопротивления и токи короткого замыкания в точках К2 и К3 будут одинаковыми.

5 Выбор основного электрооборудования

ГПП - 4 является подстанцией закрытого типа, т.е. все электрические аппараты внутренней установки. Выбор электрооборудования производится с учетом их габаритов, веса, стоимости и др.

В результате сопоставления расчетных величин и номинальных параметров аппаратов, производится их выбор для всех ступеней напряжения.

На стороне 110 кВ выбираются четыре ячейки КРУЭ, которые представляют собой комплекс модулей: выключателей, соединенных разъединителей - заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и др.

На стороне 10 кВ производится выбор ячеек КРУ, входящих в него выключателей, трансформаторов тока и напряжения, а так же токопроводов, которые будут связывать низшую обмотку трансформатора и ячейки.

5.1 Выбор выключателя, входящего в состав КРУЭ 110 кВ

Ячейка КРУЭ типа ЯТЭ - 110Л/2500У2 включает в себя элегазовый выключатель за основу которого взят ВГТ-110, который необходимо проверить по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}; \quad (36)$$
$$110 \leq 110.$$

2) Номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном.}; \quad (37)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 221 \text{ А}; \quad (38)$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$$

3) Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном.}; \quad (39)$$

$$8,58 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном.}; \quad (40)$$

$$\tau = t_{рз} + t_{св} = 0,02 + 0,06 = 0,08 \text{ с}; \quad (41)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 40 = 11,31 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,58 \cdot 0,67 = 6,77 \text{ кА}.$$

4) Предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{прс}; \quad (42)$$

$$8,58 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{прс}; \quad (43)$$

$$21,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (44)$$

$$B_k = 8,58^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 16,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = 16,9 \leq B_{к.ном} = 320.$$

Все каталожные и расчетные величины выбора выключателя сведены в таблицу 6.

Таблица 6 - Расчетные и каталожные данные элегазового выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 221 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{н.о}^{(3)} = 8,58 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,t} = 6,77 \text{ А}$	$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 40 = 11,31 \text{ кА}$
$I_{н.о} = 8,58 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,t} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{прс} = 40 \text{ кА}$
$W_k = 16,9 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$W_{к.ном} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В связи с тем, что собственное время срабатывания выключателя достаточно мало, на вводных выключателях КРУЭ необходимо установить ОПН, с целью ограничения возникающих перенапряжений. В ячейке ЯТЭ - 110Л/2500У2 ОПН входит в комплект и установлен внутри.

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателя соответствуют условиям его выбора.

5.2 Выбор трансформатора тока в КРУЭ 110 кВ

В данном КРУЭ встроены трансформаторы тока типа PFIFNER, конструкция которых позволяет размещать до семи обмоток.

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению, по (36).
- 2) Номинальному рабочему току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; \quad (45)$$

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ А}; \quad (46)$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$$

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}; \quad (47)$$

$$K_{эд} = 30;$$

$$21,8 \text{ кА} \leq 42,4 \text{ кА}.$$

4) Термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T; \quad (48)$$

$$16,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетные параметры трансформатора тока сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчетные параметры ТА.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 200,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 21,8 \text{ кА}$	$K_{эд} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 42,4 \text{ кА}$
$B_k = 16,9 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k = 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный трансформатор тока, входящий в состав КРУЭ, полностью удовлетворил всем условиям его выбора.

5.3 Выбор выключателя, входящего в состав КРУ 10 кВ

На стороне 10 кВ рассматривается выключатель который может входить в состав КРУ серии С-410. Выбирается элегазовый выключатель HD4/P, который необходимо проверить по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению, по (36).
- 2) Номинальному току, по (37),(38):

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ A}.$$

3) Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения, по (39):

$$9,99 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ, по (40), (41):

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 51 = 14,42 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,99 \cdot 0,67 = 9,4 \text{ кА}.$$

4) Предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость, по (42), (43):

$$9,99 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА};$$

$$26,8 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость, (по (44):

$$B_{\kappa} = 9,99^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 31,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa,\text{ном}} = 51^2 \cdot 0,2 = 520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$31,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все расчетные и данные из каталогов приведены в таблице 8

Таблица 8 - Расчетные и каталожные данные выключателя HD4/P

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3079 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{н.о}^{(3)} = 9,99 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 51 \text{ кА}$
$i_{a,t} = 9,4 \text{ А}$	$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 51 = 14,42 \text{ кА}$
$I_{н.о} = 9,99 \text{ кА}$	$I_{нрс} = 51 \text{ кА}$
$i_{уд} = 26,8 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 31,9 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k = 520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате проверки, по полученным данным используется выключатель HD4/P.

5.4 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

В КРУ серии С-410 могут быть установлены трансформаторы тока серии ТПШЛ-10.

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению, по (36).
- 2) Номинальному рабочему току, по (45),(46):

$$I_{max} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 3000 \text{ А}.$$

- 3) Электродинамической стойкости, по (47):

$$K_{эд} = 25;$$

$$26,8 \text{ кА} \leq 106 \text{ кА};$$

4) Термической стойкости, по (48):

$$31,9\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 90\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) Вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (49)$$

Все данные о вторичной нагрузке трансформатора тока сведены в таблице 9

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр трехфазный	АМ-D723	0,5
Ваттварметр трехфазный	ЦП-8506	1
Счетчик активной энергии	СЕ 302-R31	2,5
Счетчик реактивной энергии	СЕ 302-R32	2,5
Итого		6,5

Расчет для наибольшей нагрузки трансформатора тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (50)$$

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом} \quad (51)$$

Сечение соединительных проводов с алюминиевыми жилами:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{Z_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,84} = 1,35 \text{ мм}^2 \quad (52)$$

Принятое сечение проводов - 2,5 мм².

Все каталожные и расчетные параметры трансформатора тока сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные параметры ТА.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2199 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$i_{уд} = 26,8 \text{ кА}$	$K_{эд} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 106 \text{ кА}$
$B_k = 31,9 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k = 90 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный трансформатор тока, входящий в состав КРУ, полностью удовлетворил всем условиям его выбора.

5.5 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

Рассматривается трансформатор напряжения для установки в КРУ серии НОЛ-10, который проверяется по следующим параметрам:

Трансформатор напряжения проверяется по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению, по (36)
- 2) Вторичной нагрузке, по (49)

Все расчетные данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 11

Таблица 11 – Данные трансформатора напряжения

Наименование приборов	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	ЦВ-9255	2,0	2	1	0	1	4	-
Ваттварметр	ЦП-8506	3,5	2	1	0	1	7	-
Счетчик активной энергии	СЕ 302-R31	4,5	2	0,89	0,99	7	56	62,3

Счетчик реактивной энергии	CE 302-R-31	4,5	2	0,89	0,99	6	48,1	53,4
Итого							115,1	115,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{115,1^2 + 115,7^2} = 163,2 \text{ ВА},$$

где $S_{2\Sigma}$ - это нагрузка всех приборов и реле, на вторичной обмотке ТН.

$$S_{\Sigma \text{пр}} = 163,2 \leq S_{\text{ном}} = 500 \text{ ВА}. \quad (53)$$

Данный трансформатор напряжения, выбранный для секции шин НН1 и входящий в состав КРУ, полностью удовлетворил всем условиям его выбора.

5.6 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Жесткие шины выбираются по следующим параметрам:

1) Номинальному току, по (45), (46):

$$I_{\text{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{ном}} \cdot 1,4 = 3079 \text{ А}; \quad (54)$$

$$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}.$$

2) Выбирается сечение шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{3079}{2,1} = 1466 \text{ мм}^2. \quad (55)$$

Принимаются шины прямоугольного сечения (80x40)мм² марки ШМТ.

5.7 Выбор линии для потребителей на 10 кВ

5.7.1 Для потребителя РП-18

1) Расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{7262}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 558,6 \text{ А.} \quad (56)$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{558,6}{2,1} = 266 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-400.

5.7.2 Для потребителя РП-19

1) Расчетные токи продолжительных режимов определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{8110}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 623 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{623}{2,1} = 296 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-400.

5.7.3 Для потребителя РП-20

1) Расчетные токи продолжительных режимов определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{6640}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 511 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{511}{2,1} = 243 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-240.

5.7.4 Для потребителя РП-21

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{5472}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 420 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{420}{2,1} = 200 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-240.

5.7.5 Для потребителя РП-22

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \frac{9235}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 711 \text{А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{711}{2,1} = 338 \text{мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-400.

5.7.6 Для потребителя РП-23

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{8413}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 646,8 \text{А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{646,8}{2,1} = 308 \text{мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-400.

5.7.7 Для потребителя РП-Доринда

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{8650}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 665 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{665}{2,1} = 316 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-400.

5.7.8 Для потребителя Лада Арена

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{1300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 99,4 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{99,4}{2,1} = 47,3 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-50.

5.7.9 Для потребителя ТП-ПНС-3

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{1300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 99,4 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{99,4}{2,1} = 47,3 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-50.

5.7.10 Для потребителя ТП-7_{тяг}

1) Расчетные токи продолжительных режимов, определяются по формуле (56):

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 106,4 \text{ А.}$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле:

$$s = \frac{106,4}{2,1} = 50,6 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПвП-95.

5.8 Выбор кабеля от КРУЭ до силового трансформатора

1) Расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{57783}{\sqrt{3} \cdot 110} = 424,5 \text{ А.} \quad (56)$$

2) Сечение выбирается по экономической плотности тока, по формуле (55):

$$s = \frac{424,5}{2,1} = 202 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ПВП-240.

6 Выбор основных конструкторских решений по понизительной подстанции

ГПП - 4 выполнена закрытой в здании, поэтому основной конструкторской проблемой данной подстанции является размещение электрооборудования на территории подстанции учитывая габариты самого здания. Так как тип силовых трансформаторов был выбран такой же как и до реконструкции (ТРДН), то изменение габаритов помещений, отводимых под трансформаторы, не предусматривается.

В результате выбора оборудования на высокой стороне были выбраны 4 ячейки КРУЭ типа ЯТЭ-110-40/2500 У2. Отведенное под них место раньше занималось разъединителями, короткозамыкателями и отделителями на втором этаже. Данное помещение, габаритами 12х30м, почти полностью заполнялось данной коммутационной аппаратурой. После установки КРУЭ, занимаемое пространство будет всего 1,8х6,4. Небольшая часть освободившегося пространства будет отведена под элегазовое хозяйство.

Распределительное устройство на низком напряжении выполнено КРУ типа С-410, которые размещаются на первом этаже подстанции. Учитывая габариты одной ячейки 1,5х0,8 получается общая длина секций шин 17,6 метров (исходя из количества ячеек). Минимальное расстояние между шкафами, устанавливаемыми в 2 ряда 1,6 м. Отсюда получается, что общая глубина занимаемого распределительного устройства 4,6 метра, что абсолютно удовлетворяет габаритам отведенного под него помещения.

7 Релейная защита

Защита трансформаторов осуществляется с учетом мощности и напряжения трансформатора: от междуфазных К.З. в обмотках трансформаторов и на выводах применяется в виде продольной дифференциальной защиты, действующей на отключение. В случае междувитковых замыканий, пожара в стали и других внутренних повреждений, трансформатор защищается газовой защитой. Дифференциальная токовая отсечка является наиболее простой из диф. защит силового трансформатора. Её достоинствами являются простота и быстроедействие, а недостатками: относительно небольшая чувствительность и необходимость отстройки от бросков тока намагничивания [9].

7.1 Защита трехобмоточного трансформатора типа «Сириус-ТЗ»

Дифференциальная токовая защита для трансформатора ТРДН-40000 с РПН, которое действует в диапазоне $\pm 16\%$. За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$96,5 + (126 - 96,5) / 2 = 111,25 \text{ кВ}$$

Расчет дифференциальной токовой защиты приведен в таблице 12

Таблица 12 - Расчет дифференциальной токовой защиты

№	Параметр	Расчетные формулы	$S_{Т.Н} = 40 \text{ МВА}$		
			10 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5	6
1	Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	2102	2102	208

Продолжение таблицы 12

3	Коэффициент трансформации ТА	K_1	3000/5	3000/5	400/5
4	Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защиты трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_1}$	3,5	3,5	2,6
7	Принятые значения, А	$I_{ном}$	3,5	3,5	2,6
8	Размах РПН, %	$100 \cdot (126 - 96,5) / 2 \cdot (111,25) = 13$			

7.1.1 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Отстройка от срабатывания при КЗ на стороне НН:

$$I_{кз.вн.макс} = 9990 / 208 = 48. \quad (56)$$

Для выбора уставки дифференциальной отсечки:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.макс}; \quad (57)$$

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48 = 40,3.$$

Уставка дифотсечки принимается $I_{диф} / I_{ном} = 41$

7.1.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Для данного трансформатора принимается: $I_{д} / I_{ном} = 0,3$; $\Delta f_{добав} = 0,04$.

$$\begin{aligned} I_{диф} &= K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = \\ &= 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,481 \cdot I_{скв}; \end{aligned} \quad (58)$$

$$K_{CH.T} = \sqrt{1 \cdot (1 - 0,37)} = 0,8;$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot 0,481 / 0,8 = 60; \quad (59)$$

$$I_{m2} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} = 0,3 \cdot 100 / 60 = 0,5 \quad (60)$$

Принимается что $I_{m2} / I_{ном} = 1,5$

Принимается что $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15$

Далее рассчитывается коэффициент чувствительности для рассматриваемой сети. Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot (I_{\partial 1} / I_{ном}) = 208 \cdot 0,3 = 62,4 \text{ А.} \quad (61)$$

При проверке чувствительности защиты учитывается, что благодаря направленности торможения при внутренних КЗ тормозной ток отсутствует. Чувствительность при КЗ на НН:

$$K_{\eta} = 9990 \cdot 0,87 / 62,4 = 139$$

Защита трансформатора удовлетворяет требованиям чувствительности.

8 Оперативный ток

Управление всей коммутационной аппаратурой, автоматикой и связью осуществляется оперативным током. На ГПП-4 применены установки постоянного тока. Данные установки выполнены в виде аккумуляторных батарей, которые находятся в режиме постоянного подзаряда. Размещаются они в специально отведенном для них помещении, на первом этаже подстанции.

Подзаряд аккумуляторных батарей осуществляется от выпрямительного устройства, получающего питание от трансформатора собственных нужд. Таким образом цепи управления и защиты запитываются от аккумуляторных батарей, а включающие электромагниты от выпрямительного устройства

При обслуживании аккумуляторных батарей персонал обязан соблюдать правила техники безопасности, так как приходится иметь дело с опасными для человека материалами. Серная кислота при попадании на кожу вызывает ожоги, а при попадании в глаза поражает их. Поэтому все работы с кислотой (электролитом) должны производиться в специальных костюмах, резиновых фартуках, перчатках и защитных очках [8].

9 Собственные нужды подстанции

К системе собственных нужд (СН) электрических подстанций предъявляются два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН [1]. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности - в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{тсн} = k_3 \cdot \sum P_{ис.н.} \quad (62)$$

Ориентировочные данные о мощности и потреблении на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 13.

Таблица 13 - Мощность основных потребителей собственных нужд

№ п/п	Потребители	Потребляемая мощность, кВт
1	Охлаждение трансформатора (ТРДН-40000)	4
2	Подогрев выключателей и приводов на три полюса (КРУЭ-110)	1
3	Подогрев шкафов в КРУ (С-410)	1
4	Подогрев релейного шкафа	1

Продолжение таблицы 13

5	Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ совмещенного с ОПУ	30
6	Здания разъездного персонала, диспетчерская	100
7	Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
8	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Итого		213
С учетом коэффициента загрузки		0,7
Всего		1149,1

На основании таблицы 13 для каждой секции шин выбирается по одному трансформатору собственных нужд, т.е. всего для ГПП-4 два трансформатора мощностью по 100 кВА марки ТМ-100.

10 Система измерений на подстанции

Для того что бы осуществлять необходимое контролирование режимов работы электрооборудования на подстанции устанавливаются измерительные приборы, которые отображают необходимые измеряемые параметры.

Измерительные приборы на ГПП-4 сведены в таблице 14.

Таблица 14 - Перечень приборов на ГПП-4

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой	ВН	Амперметр
	НН1,НН2	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции или сборных шинах	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений
Секционный выключатель		Амперметр
Линия 10 кВ к потребителям		Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.,
Трансформатор СН	НН1,НН2	Амперметр, счетчик активной энергии.

11 Расчет заземления ГПП-4

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования; и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Исходя из того что длительность воздействия:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o,в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с} \quad (63)$$

Находится допустимое напряжение соприкосновения - $U_{\text{пр.доп.}} = 500 \text{ В}$ [1].

Так как ГПП-4 закрытого типа, то заземляющие устройства для обоих классов напряжения объединяются в одно общее, напряжение соприкосновения которого определяются по наибольшему току короткого замыкания на землю.

Согласно ПУЭ расчет заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления $R_z = 0,5 \text{ Ом}$.

Естественным заземлителем на ГПП-4 является фундамент самого здания, сопротивление которого:

$$R_{\text{ест}} = \rho_{\text{гр}} \cdot (0,5 \cdot \sqrt{S}) = 40 \cdot (0,5 \cdot \sqrt{720}) = 536 \text{ Ом} \quad (64)$$

где $\rho_{\text{гр}}$ - это удельное сопротивления грунта, Ом·м;

S - это площадь фундамента здания, м².

Сопротивление естественного заземлителя слишком велико, поэтому необходима установка сложного заземлителя.

Общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель рассчитывается по формуле:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_3}, \quad (65)$$

где $A = (0,385 - 0,25 \frac{l_3 + t}{\sqrt{S}})$;

t - это глубина заложения горизонтальных проводников, м;

S - это площадь заземлителя, м²;

ρ_3 - это эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_2 - это общая длина горизонтальных заземлителей;

$L_3 = L_{3n_3}$ - это общая длина вертикальных заземлителей

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = (0,385 - 0,25 \frac{4 + 0,7}{\sqrt{1024}}) \cdot \frac{40}{\sqrt{1024}} + \frac{40}{128 + 4 \cdot 128} = 0,46 \text{ Ом} \quad (66)$$

Общее сопротивление заземляющего устройства подстанции с учетом естественного заземлителя:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e} = \frac{0,46 \cdot 536}{0,46 + 536} = 0,46 \text{ Ом} \quad (67)$$

Общее сопротивление удовлетворяет условию о допустимом сопротивлении заземления, тогда напряжение соприкосновения:

$$U_{np} = k_{II} I_3 R'_3 = 0,11 \cdot 9100 \cdot 0,46 = 485 \text{ В} \quad (68)$$

$$\text{где } k_{II} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_3 L_2}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{4 \cdot 128}{1 \sqrt{1024}} \right)^{0,45}} = 0,11; \quad (69)$$

I_3 - это наибольший ток к.з. на землю (двухфазное в точках К2 и К3)

Напряжение прикосновения меньше допустимого значения 500 В, т.е. удовлетворяет требованиям безопасности.

11.1 Молниезащита ГПП-4

Защита от грозовых перенапряжений на данной подстанции осуществляется:

- 1) от прямых ударов молнии
- 2) от набегающих волн с отходящих линий.

Защита подстанции от прямых ударов молнии выполнена укладкой молниеприемной сетки на крыше здания ГПП. Молниеприемная сетка выполнена из стальной проволоки, уложенной непосредственно на кровлю здания и имеет шесть ячеек площадью 100 м² каждая [1]. Токоотводы соединяют молниеприемную сетку с заземляющим устройством и тем самым имеют непрерывную с ним электрическую связь. Так же для защиты от внутренних и внешних перенапряжений установлены ОПН.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе бакалавра был произведен расчет ГПП с целью её реконструкции. Произведены расчёты электрических нагрузок понизительной подстанции и было выбрано к установке на подстанции два трансформатора марки ТРДН – 40000/110/10/10, которые удовлетворили требованиям технико-экономического расчета. Также была спроектирована соответствующая электрическая схема подстанции, отвечающая надёжности электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категории; рассчитаны токи короткого замыкания и по ним выбрано оборудование подстанции: КРУЭ-110 кВ, КРУ-10 кВ, приборы учёта и контроля на подстанции, трансформаторы тока типа PFIFNER на высокой стороне и ТПШЛ на низкой, трансформаторы напряжения типа НОЛ.

Определены основные конструктивные решения подстанции, рассчитана релейная защита трансформатора, секции сборных шин и выключателей, которые соответствуют всем нормам и требованиям.

Для питания собственных нужд и системы измерений выбран постоянный оперативный ток. Рассчитаны и выбраны трансформаторы собственных нужд марки ТСН-80.

Также был произведен расчет контура заземления подстанции и молниезащиты от прямых ударов молнии.

Результат произведённого проектирования главной понизительной подстанции соответствует всем нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. - М.: Кнорус, 2007 .
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. - Тольятти: ТГУ, 2007.
3. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Ю.Л. Мукосеев. - М.: «Энергия», 2010. - 548 с.
4. Лыкин, А.В. Электрические сети и системы: учеб. пособие / А.В. Лыкин. - М.: Логос, 2008. - 245 с.
5. Маньков, В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: учебник для вузов / В.Д. Маньков. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 648 с.
6. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии. Ч.1: учебное пособие / А.А. Елгин, О.В. Самолина. - Тольятти: ТГУ, 2008. - 65 с.
7. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии. Ч.2: учебное пособие / А.А. Елгин, О.В. Самолина. - Тольятти: ТГУ, 2008. - 96 с.
8. Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики: учебник / Г.Ф. Быстрицкий. - М.: Б 95 ИНФРА-М, 2007. - 278 с.
9. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие / О.А. Салтыкова. - Тольятти: ТГУ, 2007. - 47 с.
10. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2006. - 672 с.
11. Аполлонский, С.М. Теоретические основы электротехники: учеб. пособие / С.М. Аполлонский, А.Л. Виноградов. – М.: Кнорус, 2016. - 290 с.
12. Ванурин, В.Н. Электрические машины: учебник для вузов / В.Н. Ванурин. – М.: Лань, 2015. - 304 с.
13. Кривоногов, Н.А. Общая электротехника: учеб. пособие / Н.А. Кривоногов, В.П. Маклаков, Л.А. Потапов. – Ростов н/Д.: Феникс, 2016. - 223 с.

14. Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительные устройства: учеб. пособие / В.В. Красник. – М.: ЭНАС, 2011. - 320 с.

15. Lei Xuan The Maintenance Strategy for Optimizing Distribution Transformer Life Cycle Cost [Электронный ресурс]: научная статья / Lei Xuan, Jorge R.S. - Электронные данные. - Индонезия: International Journal of Life Cycle Assessment, 2012. - Режим доступа: URL - <http://www.iaesjournal.com/online/index.php/TELKOMNIKA/article/view/3458/1787.pdf> [Дата обращения 25.04.16]

16. Tathagat Chakraborty Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс]: научная статья / Tathagat Chakraborty, S.V. Kulkarni - Электронные данные. - Швеция: IEEE Stand, 2010. - Режим доступа URL - <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf> [Дата обращения 8.05.16]

17. Kara Fitts Energy Transformation: учеб. пособие / Kara Fitts. - Лондон: The Guardian, 2015. - 115 с.

18. Nunzio Cennamo Monitoring of Low Levels of Furfural in Power Transformer Oil [Электронный ресурс]: научная статья / Nunzio Cennamo, Letizia De Maria - Электронные данные. - Швеция: IEEE Stand, 2011. - Режим доступа URL - <http://www.mdpi.com/1424-8220/15/4/8499> [Дата обращения 12.05.16]

19. Lutao Liu Modeling Analysis of Power Transformer Fault Diagnosis Based on Improved Relevance Vector Machine [Электронный ресурс]: научная статья / Lutao Liu, Zujun Ding. - Электронные данные. - Египет: Hindawi Publishing Corporation, 2013. - Режим доступа URL - <http://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/636374/> [Дата обращения 16.05.16]

20. Zalizny D. Temperature Calculation in Respect of Basic Elements of Power Oil Transformer on the Basis [Электронный ресурс]: научная статья / D. Zalizny, O. Shirokov. - Электронные данные. - Франция: National Technical University, 2012. - Режим доступа URL - <http://map.revues.org/775> [Дата обращения 24.05.16]

