

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ГПП-60 ПАО «КуйбышевАзот»

Обучающийся

Н.М. Ахметов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н, доцент, А.А. Кувшинов

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

Тольятти 2022

Аннотация

В данной работе была рассмотрена необходимость реконструкции ГПП 110/10/6 кВ в котором была рассмотрена нагрузка ГПП, по которой были выбраны, мощность трансформатора и число. Произведен расчет токов КЗ. В ходе рассмотрения подстанции был проведен выбор электрических устройств и проводников, измерительных систем.

В ходе работы была изучена литература, научные публикации и научные журналы по модернизации электрооборудования.

Методология проведения работы заключается в анализе научных публикаций (периодических изданий, материалов сборников научных конференций и т.п.) и учебных пособий (учебники, учебные пособия, методические указания, журналы и пр.), затрагивающих тематику данной работы. Проведен анализ нормативных документов, регламентирующих те или иные характеристики, касающиеся модернизации оборудования.

В результате проделанной работы сделан обобщенный обзор и определена степень изученности объекта и предмета исследований.

Работа состоит из пояснительной записки, объемом 47 листов, содержащий 11 таблиц, 8 рисунков. Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1.Анализ действующей схемы подстанции №60.....	5
2.Выбор мощности трансформатора количества типа	7
3.Расчет токов короткого замыкания.....	14
4.Реконструкция оборудования.....	18
4.1 Выбор ячеек КРУ.....	18
4.2 Выбор выключателя.....	18
4.3 Выбор трансформатора тока.....	26
4.4 Выбор ограничителей перенапряжения	30
5.Релейная защита и автоматика элементов подстанции	31
6.Расчет заземления ГПП	39
7.Молниезащита подстанции	43
Заключение	45
Список используемых источников	46

Введение

В настоящее время энергетика является главным фактором развития базовых отраслей промышленности, решающая прогресс общественного производства. С каждым годом появляются более современные оборудования для подстанции и энергетики, в общем. Установка современного оборудования позволяет проектировать надежные и экономичные системы электроснабжения промышленных предприятий. На ГПП №60 ПАО «КуйбышевАзот» установлено старое оборудование как масляные выключатели марки ВМП-10К, Трансформаторы напряжения НТМИ-6 кВ и т.п.

Решением данной ситуации является реконструкция понизительной подстанции с модернизацией оборудования на современное, с применением новых технологий.

В настоящей работе рассматриваются следующие возможности повышения надёжности схемы электроснабжения и повышения качества электроэнергии:

- обоснование актуальности разрабатываемой темы. Краткая характеристика объекта проектирования;

- расчет ожидаемых электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ и высокого напряжения, определение центра электрических нагрузок, картограмма нагрузок;

- выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выбор главной понизительной подстанции;

- расчет токов короткого замыкания;

- расчет и выбор электрооборудования и проводников;

- расчет релейной защиты и автоматики;

- расчет заземления зданий и сооружений объекта;

- молниезащита зданий и сооружений объекта.

Целью данной работы является повышение надежности электроснабжения.

1 Анализ действующей схемы подстанции №60

ГПП №60 с трансформаторной мощностью 63 МВА введена в эксплуатацию в 1981 году. Она отвечает за электроснабжение подстанций и цехов предприятия ПАО «КуйбышевАзот».

Питание подстанции предусмотрено по двум линиям 110 кВ: ТоТЭЦ ЗРУ-110 кВ и Васильевская ОРУ-110 кВ, по кабельной линии Азот 5 и Азот 4. Схема ГПП №60 показана на рисунке 1.

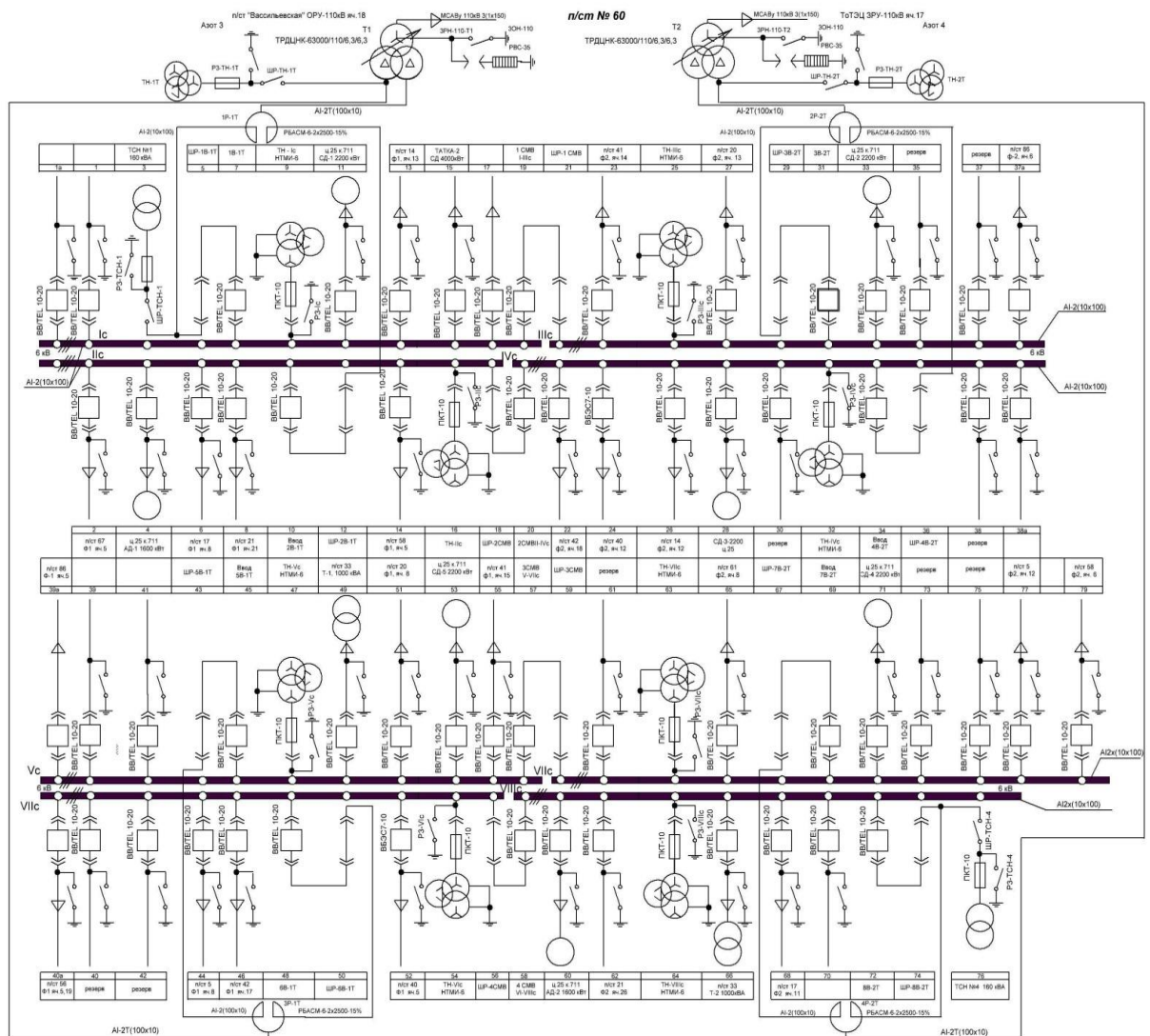


Рисунок 1 – Электрическая схема ГПП №60

Распределительное устройство выполнено закрытым. На территории ГПП расположено КРУ с ячейками:

- КВП - с выключателем и пружинным приводом;
- КВЭ - с выключателем и электромагнитным приводом;
- КРД - с разъединителем;
- КСБ - с кабельной сборкой;
- КНТМИ - с трансформатором напряжения НТМИ
- КМ-1 - с вакуумным или масляным выключателем.

На подстанции установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДНЦН-110/6,3/6,3 (дутьевой, с принудительной циркуляцией масла) мощностью 63МВА. На напряжении 6 кВ установлены масляные выключатели ВМП-10К, трансформаторы напряжения НТМИ-6.

2 Выбор мощности трансформатора количества типа

Для подбора силовых трансформаторов воспользуемся графиком.

График годовых нагрузок ГПП №60 представлен на рисунке 2.

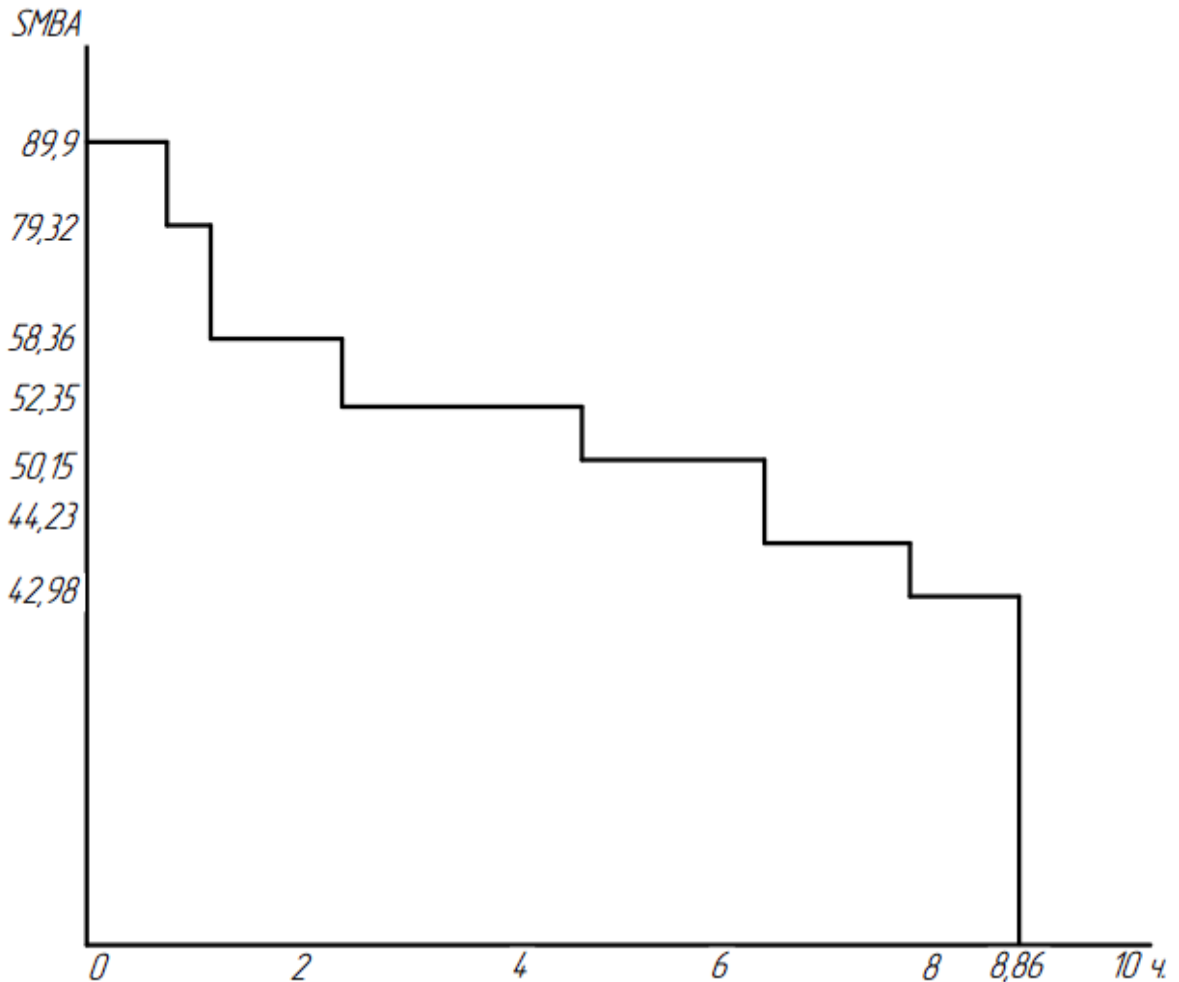


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки

Определяем допустимую номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{номт}} \approx K_{1-2} \cdot S_{\text{max ПС}} \frac{1}{K_{\text{пер}}} = 0,8 \cdot 89,901 \cdot \frac{1}{1,4} = 52,06 \text{ МВА}, \quad (1)$$

Выбираем для дальнейшего рассмотрения трансформаторы ТРДЦН-80000/110/6 и ТРДЦН-63000/110/6/6 технические характеристики которых представлены в таблице 1

Таблица 1–Технические характеристики трансформатора ТРДЦН-63000/110/6/6 и ТРДЦН – 80000/110/6/6

Тип трансформатора, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток ,кВ		U,КЗ%	Потери, Вт		I,XX%
		ВН	НН		холо-стого хода	корот-кого замы-кания	
ТРДЦН – 63000/110/6,3 СТО 15352615-001-2007	63000	115	6,3	10,5	35	245	0,25
ТРДЦН – 80000/110/6,3 СТО 15352615-001-2007	80000	115	6,3	10,5	40	310	0,23

Потери мощности по формуле:

$$P'_T = P'_x + k_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + k_{3.H1}^2 \cdot P'_{к.H1} + k_{3.H2}^2 \cdot P'_{к.H2}, \quad (2)$$

«Коэффициенты загрузки трансформатора» [9]

$$k_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{52901}{63000} = 1,322; \quad (3)$$

$$k_{3.H1} = \frac{S_{H1}}{S_{ном.Т}} = \frac{28900}{63000} = 0,72; \quad (4)$$

$$k_{3.H2} = \frac{S_{H2}}{S_{ном.Т}} = \frac{24000}{63000} = 0,6. \quad (5)$$

«Потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода»

[2]

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 77,9 \text{ квар}, \quad (6)$$

где $Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378 \text{ квар} \gg [6]$ (7)

«Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения» [2]

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}, \quad (8)$$

$$P'_{к.н_1} = P_{к.н_1} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н_1}, \quad P'_{к.н_2} = P_{к.н_2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н_2}. \quad (9)$$

«Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора при полной их загрузки определяются по формуле»

[11]

$$P_{к.в} = 0, \quad P_{к.н_1} = P_{к.н_2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 260 = 520 \text{ кВт}. \quad (10)$$

«Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме короткого замыкания (квар)» [11]:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,8 \text{ квар}, \quad (11)$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{U_{к.н_{1,2}}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}, \quad (12)$$

где,

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%, \quad (13)$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%, \quad (14)$$

$$P'_{к.6} = P_{к.6} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.6} = 0 + 0,05 \cdot 826,8 = 41,34 \text{ кВт}, \quad (15)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2} = 520 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1098,8 \text{ кВт}. \quad (16)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблице 2

Таблица 2 – Расчет по потерям электроэнергии в трансформаторах

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.н1i}^2$	$k_{з.н2i}^2$	$\Delta W_{к.6i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н2i}$, кВт·ч
1	52901	28900	24000	2	2000	124640	0,21	0,15	11575,2	92299,2	65928
2	51611	28900	22700	2	200	31160	0,21	0,13	2893,8	23074,8	14284,4
3	45344	24800	20500	2	1000	155800	0,16	0,11	10335	87904	60434
4	42321	23100	19200	2	2000	311600	0,13	0,09	20670	142844	98892
5	36874	20800	16100	2	2000	311600	0,11	0,07	12402	120868	76916
6	34652	20800	13900	2	700	77900	0,11	0,05	3100,5	30217	13735
7	32052	18200	13900	2	860	77900	0,08	0,05	3100,5	21976	13735
						$\Sigma \Delta W_{xi} = 1090600$			$\Sigma \Delta W_K = 927184,4$		

«Затраты на годовые потери электроэнергии в трансформаторах

$$I_{\text{з}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{з}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{з}} = \Delta W_K \cdot C_{\text{з}} = 927184,4 \cdot 1,4 = 5886942 \text{ руб} \gg [3]. \quad (18)$$

Приведённые затраты

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_{\text{з}}, \quad (19)$$

где $E_n = 0,1$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K —стоимость приобретения трансформатора ТРДЦН-63000/110/6/6 равна 55200000 руб.;

$E_n = 0,1$ – коэффициент дисконтирования;

I_o – отчисления за год, руб,

$$I_o = p_{om} \cdot K = 0,094 \cdot 55200000 = 5188800 \text{ руб}, \quad (20)$$

где p_{om} – коэффициент отчислений

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 55200000 + 5188800 + 5886942 = 16595742 \text{ руб}. \quad (21)$$

Рассмотрим вариант реконструкции подстанции с трансформатором ТРДЦН-80000/110/6/6, технические характеристики представлены в таблице 1

Потери мощности по формуле:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}. \quad (22)$$

«Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора» [21]

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{52901}{80000} = 0,9; \quad (23)$$

$$k_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}} = \frac{28900}{80000} = 0,6; \quad (24)$$

$$k_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} = \frac{24000}{80000} = 0,3. \quad (25)$$

«Потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [11]

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 70 + 0,05 \cdot 480 = 94 \text{ квар}, \quad (26)$$

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,6}{100} \cdot 80000 = 480 \text{ квар}. \quad (27)$$

«Потери активной мощности короткого замыкания данных обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения» [15]

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в}, \quad (28)$$

$$P'_{к.н_1} = P_{к.н_1} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н_1}, P'_{к.н_2} = P_{к.н_2} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н_2}. \quad (29)$$

«Потери активной мощности

$$P_{к.в} = 0, \quad P_{к.н_1} = P_{к.н_2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 260 = 520 \text{ кВт} \gg [20] \quad (30)$$

«Потери реактивной мощности

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,3125}{100} \cdot 80000 = 1040 \text{ квар} \gg [11] \quad (31)$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{U_{к.н_{1,2}}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 80000 = 14720 \text{ квар}, \quad (32)$$

где,

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%, \quad (33)$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%, \quad (34)$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 1040 = 52 \text{ кВт}, \quad (35)$$

$$P'_{к.н_1} = P'_{к.н_2} = P_{к.н_{1,2}} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н_{1,2}} = 520 + 0,05 \cdot 14720 = 1256 \text{ кВт}, \quad (36)$$

«Затраты на годовые потери электроэнергии в трансформаторах» [4]

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{к}} \cdot C_{\text{э}} = 927184,4 \cdot 1,4 = 1298058,2 \text{ руб.} \quad (37)$$

Годовые отчисления:

$$I_o = 0,094 \cdot 85000000 = 7990000 \text{ руб.} \quad (38)$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 85000000 + 7990000 + 1298058,4 = 21908434 \text{ руб.} \quad (39)$$

Рассчитанные потери электроэнергии и стоимость годовых затрат приведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Сравнение трансформаторов ТРДЦН-80000/110/6/6 и ТРДЦН-63000/110/6/6

Мощность трансформаторов, МВА	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	Стоимость годовых, потерь электроэнергии руб	Отчисления за год, руб	Общие затраты, руб
63	4204958	5663940	5188800	16595742
80	3870310	5418434	7990000	21908434

Основываясь на данном расчете трансформатора выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/110/6/6 подтвердил целесообразность его использование в рассчитываемой подстанции.

3 Расчет токов короткого замыкания

«Одним из главных пунктов при реконструкции ГПП, является расчет токов короткого замыкания. По полученным значениям рассчитанных токов КЗ выбирается оборудование, коммутационные аппараты, релейная защита и т. д.» [17]

«Устранение коротких замыканий в сети – является важной задачей при реконструкции электрических сетей.» [5]

Для следующего этапа проектирования аппаратов релейной защиты и автоматики и их наладки, а также для выбора заземляющих устройств, нужно провести расчет токов короткого замыкания для выбора токоведущих жил и электрических устройств.

От установленной задачи зависит тип расчетного тока короткого замыкания. Например, «обычно трехфазный ток короткого замыкания используют при подборе и проверке аппаратуры и проводников (в сетях 110 кВ и более) однофазный ток короткого замыкания используется реже. Для расчета и проектирования схем релейной защиты, составляется: в сетях 6–35 кВ– двух- и- трехфазные токи к.з., в сетях 110–220 кВ– трех-, двух- и однофазные токи к.з.» [17]

Расчеты трехфазных токов к. выполняется в следующем порядке:

- составить план расчетной схемы электроустановки, и установить точки размещения короткого замыкания;
- создается эквивалентная принципиальная схема, основанная на основе расчетной схемы все резисторы на ней пронумерованы;
- рассчитываются значения всех сопротивлений значения которых берутся из каталожных данных элементов схемы замещения в именованных единицах или относительных, средние значения удельных сопротивлений линий электропередачи $x_{y\delta}$;

– схема замещения приводится к более простому виду путем преобразования относительно точки к.з., для связи ударного коэффициента и эквивалентной электродвижущей силы с точкой к.з. одним результирующим сопротивлением;

– для установленного момента времени нужно определить начальную периодическую тока короткого замыкания, и в дальнейшем апериодическую составляющую;

Для расчетов токов к.з. необходимо составить схему замещения с указанием выбранных точек расчета, в которой учитываются индуктивные сопротивления линий электропередачи, сопротивления обмоток трансформаторов и сопротивление системы;

Проведём расчет трехфазного короткого замыкания для схемы, представленной на рисунке 3(а).

Изображение схемы замещения на рисунке 3 (б).

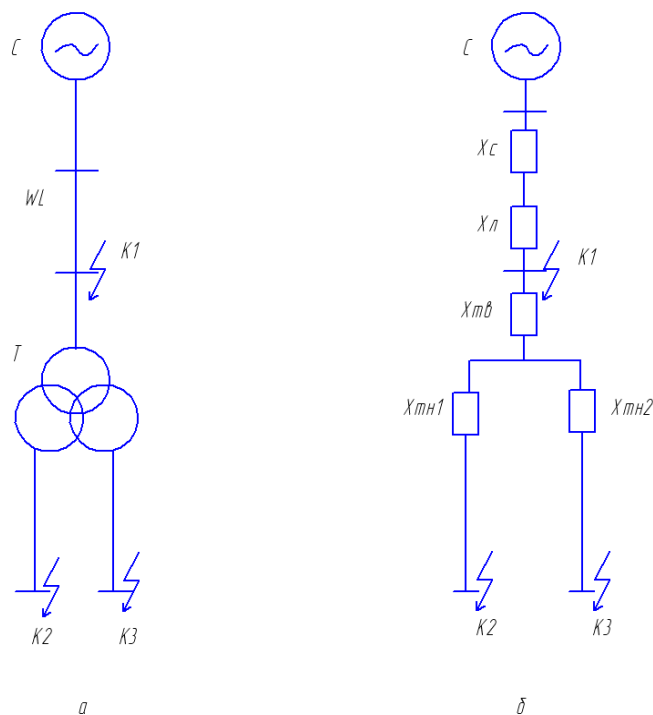


Рисунок 3 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

«Сопротивление системы определяется по формуле» [12]

$$x_{*\delta,c} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{5000} = 0,2, \quad (40)$$

$$x_{*\delta,T_{\delta}} = \frac{U_{\kappa.в}, \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 208, \quad (41)$$

$$x_{*\delta,T_{H1}} = x_{*\delta,T_{H2}} = \frac{U_{\kappa.H1}, \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,9, \quad (42)$$

$$x_{*\delta,l} = x_{y\delta} l \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151, \quad (43)$$

«где $U_{\kappa.в.} = 1,31\%$, $U_{\kappa.H1} = U_{\kappa.H2} = 18,3\%$ (для трансформатора $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

к.з. в точке $K1$. Результирующее сопротивление до точки $K1$:

$$\text{Базисный ток } I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.} \gg [12] \quad (44)$$

«Периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле» [12]

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,351} \cdot 5,02 = 14,3. \quad (45)$$

«Ударный ток короткого замыкания» [12]

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 14,3 \cdot 1,8 = 36,04, \quad (47)$$

«где $k_{y\delta} = 1,8$ – ударный коэффициент» [12]

к.з в точке $K2$ и $K3$.

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T_{\delta}} + x_{*\delta,T_{H1}} = 0,2 + 0,151 + 0,328 + 4,59 = 5,269. \quad (48)$$

$$\text{Базисный ток } I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА}. \quad (49)$$

«Начальное значение периодической составляющей» [14]

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{5,269} \cdot 91,65 = 17,4 \text{ кА}. \quad (50)$$

«Ударный ток короткого замыкания» [12]

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 17,4 \cdot 1,91 = 47 \text{ кА}, \quad (51)$$

где $k_{y\delta} = 1,91$ – ударный коэффициент.

Вывод: по результатам расчета определены значения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения трансформаторной подстанции.

4 Реконструкция оборудования

Выбор устройств и токоведущих жил для планируемой установки начинается с определения расчетных условий согласно заданной принципиальной схеме, а именно: номинальные рабочие токи соединений.

В соответствии с каталожными данными и информацией из справочников значения полученные при расчетах сравниваются с номинальными значениями выбранных аппаратов

«При выборе устройств необходимо учитывать тип установки (внутренняя или наружная), загрязнение, габариты, вес, стоимость устройства, удобство размещения в распределительном устройстве и другие» [13]

Выбор оборудования на 6–10 кВ, а в ряде случаев и на 35 кВ, выполняется совместно с выбором типа КРУ; КРУН или КСО.

4.1 Выбор ячеек КРУ

В качестве РУ 6 кВ. применим ЗРУ. Для комплектования ЗРУ-6 кВ выберем ячейку КРУ СЭЩ-59 «предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6 кВ.» [13] Встраиваемое оборудование в ячейку СЭЩ-59 («Электрощит» г. Самара).

4.2 Выбор выключателя

Рассмотрим вакуумные выключатели как замену маломасляным выключателям ВМП, установленным на подстанции, а также сравним выключатели производителей: ББ / ТЕЛ-10 (Москва) и ВБМ-10 (Москва).

Проверим выключатель ВВ/TEL-10.

Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31.5/2000 - выключатель, позволяющий монтировать качественную аппаратуру марки TEL с номинальными параметрами до 31,5 кА и 2000 А. Вакуумный выключатель имеет четвертое поколение в линейке продукции. Компания «Таврида Электрик» ведет собственные исследования, которые позволяют увеличить надежность, и технические характеристики собственной продукции.

При использовании ВВ/TEL-10-31.5/2000, исключаются затраты на обслуживание из-за технических особенностей оборудования в течении срока не требуется значительных ремонтных работ, что можно найти в документации, прилагаемой к выключателю.

Простая конструкция вакуумного выключателя на новейших компонентах имеют существенный ресурс на протяжении 30 лет или 30000 операций «ВО».

Важной особенностью вакуумного выключателя является малые габариты, позволяющие монтировать в любое распределительное устройство что позволяет сделать его дешевле и легче. Благодаря исследованиям и в следствии новым оценкам возможности оборудования срок службы распределительных устройств, находящихся в эксплуатации увеличился. Общий вид выключателя изображен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Общий вид выключателя ВВ/TEL-10

Таблица 4 – Технические характеристики выключателя ВВ/TEL – 10

«Наименование параметра	ВВ/TEL-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток динамической стойкости, (наибольший пик), кА	80
Испытательное кратковременное напряжение (одноминутное) промышленной частоты, кВ	42» [19]

Сравним каталожные и расчетные данные вакуумного выключателя типа ВВ/TEL-10:

а) «номинальному напряжению» [8]

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (52)$$

$$U_{уст} = 6 \quad U_{ном} = 10(\text{кВ}).$$

б) «номинальному току» [11]

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1539 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}. \quad (53)$$

в) «отключающей способности» [14]

$$I_{Пт} \leq I_{откл.ном}, \quad (54)$$

$$I_{Пт} = 17,4 \leq I_{откл.ном} = 40(\text{кА}),$$

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (55)$$

«где: $i_{а.т}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

где: $t_{р.з.} = 0.01$ с. – время действия релейной защиты

$t_{с.в.} = 0.05$ с. – собственное время отключения выключателя» [17]

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 8,23 \text{ кА}, \quad (56)$$

«где: $T_a = 0,05$ – время затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания» [12]

« $\beta_{ном} = 0,25$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе» [6]

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63 = 5,65, \quad (57)$$

$$i_{at} = 8,23 \leq i_{a.ном} = 5,65.$$

г) «предельному сквозному току к – на электродинамическую стойкость» [6]

$$I_{n.o} \leq I_{пр.с} \cdot i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (58)$$

где: $I_{пр.с} = 51$ кА – предельный сквозной ток ;

$$I_{n.o} = 17,4 \leq I_{пр.с} = 20, \quad (59)$$

$$i_{уд} = 47 \leq i_{пр.с} = 51. \quad (60)$$

б) «термическая стойкость» [6]

$$B_k \leq B_{ном},$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 4,37^2 \cdot 0,06 = 1,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (61)$$

где: « I_T – предельный ток термической устойчивости;» [6]

Таблица 5 – Расчетные и каталожные данные

Выключатель ВВ/TEL – 10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 5

Расчетные данные	Каталожные данные
$I_{\max} = 1539 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A}$
$I_{\text{н.о}}^3 = 17,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{а.т}} = 8,23 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор.}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном.}} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 20 = 5,65 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.т}} + i_{\text{а.т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 15,6 + 8,23 = 30,226 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном.}} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{\text{н.о}} = 17,4 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.с}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 47 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 34,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{откл}} \langle t_{\text{T}}, \text{ то } I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели ВБМ-10-20 / 1600 УХЛ2 используются для частых коммутаций цепей в штатном и аварийном режиме в ячейках КРУЭ в трехфазных сетях частотой 50 Гц и напряжением 6-10 кВ с компенсированной нейтралью или изолированной. Выключатели проходят по требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86, Куюж.674152.001ТУ.

В выключателях используется вакуумная дугогасительная камера КДВХ4-10-20 / 1000 УХЛ2 по ТУ ИМПБ.686484.017 и КДВА5-10-20 / 1600 УХЛ2 по МИБД.686484.025 ТУ. Выключатели поставляются всем компаниям, занимающимся строительством распределительных устройств в Беларуси, России, Польше Украине, а также часто используются в качестве замены масляных и маломасляных выключателей, которые исчерпали свой срок службы, в рамках программы модернизации всех распределительных устройств. и КСО прошлых лет выпуска.

Общий вид выключателя представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Общий вид выключателя ВБМ-10

Таблица 6 – Технические характеристики ВБМ-10

«Наименование параметра	ВБМ-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток включения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20»[19]

Сравним каталожные и расчетные данные вакуумного выключателя типа ВВ/TEL-10:

а) «номинальному напряжению» [6]

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (62)$$

$$U_{уст} = 6кВ U_{ном} = 10кВ.$$

б) номинальному току

$$I \leq I_{ном},$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1539 \text{ A} \leq I_{ном} = 1600(\text{A}). \quad (63)$$

в) отключающей способности:

– на симметричный ток отключения

$$I_{nt} \leq I_{откл.ном}, \quad (64)$$

$$I_{пт} = 17,4 \leq I_{откл.ном} = 40 \text{ (кА)}.$$

– на отключение апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (65)$$

где: « $i_{a.\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;» [5]

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.} = 0.01 + 0.05 = 0.06 \text{ сек},$$

где: « $t_{p.z.} = 0.01$ с. – время действия релейной защиты;» [5]

« $t_{c.v.} = 0.05$ с. – собственное время отключения выключателя» [6]

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0.06}{0.05}} = 8,23 \text{ кА}, \quad (66)$$

где: « $T_a = 0.05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ» [6]

« $\beta_{ном} = 0,25$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [5]

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.25 \cdot 63 = 5,65кА, \quad (67)$$

$$i_{a.\tau} = 8,23 \leq i_{a.ном} = 5,65(\text{кА}).$$

г) «Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость» [6]

$$I_{n.o} \leq I_{np.c} \quad I_{n.o} \leq I_{np.c}, \quad (68)$$

где: $I_{np.c} = 51$ кА – предельный сквозной ток

$I_{n.o} = 17,4$ – «наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.»[6]

$$I_{n.o} = 17,4 \leq I_{np.c} = 20(\text{кА}),$$

$$i_{y\delta} = 47 \leq i_{np.c} = 51(\text{кА}).$$

«тепловому импульсу – на термическую стойкость»[6]

$$B_k \leq B_{ном}$$

$$\begin{aligned} B_k &= I_n^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 4,37^2 \cdot 0,06 = 1,82 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \\ B_{ном} &= I_{тер}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}, \quad (69)$$

где: I_T – предельный ток термической устойчивости (по справочнику);

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.»[6]

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные

Данные из расчетов	Технические характеристики Выключателя ВВ/TEL-10	Технические характеристики Выключателя ВБМ-10
$U_{ном} = 10 \text{кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{кВ}$
$I_{max} = 1539 \text{А}$	$I_{ном} = 1600 \text{А}$	$I_{ном} = 1600 \text{А}$
$I_{n.o}^3 = 17,4 \text{кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{кА}$

Продолжение таблицы 7

Данные из расчетов	Технические характеристики Выключателя ВВ/TEL-10	Технические характеристики Выключателя ВБМ-10
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 15,6 + 8,23 = 30,22 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) = 33,94 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 17,4 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 47 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 34,87$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} \langle t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} \langle t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

На основании характеристик двух типов вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-20 и ВБМ-10-20 и сравнения их технико-экономических показателей, наиболее оптимальным для установки и дальнейшего использования оказался выключатель типа ВВ/TEL-10-20.

4.3 Выбор трансформатора тока

Рассмотрим два варианта трансформатора тока ТПЛ-СЭЩ 10 кВ и ТОЛ-СЭЩ-10 кВ.

Проверим трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 кВ. «Он обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10кВ.» [18] Технические характеристики трансформатора введены в таблицу 12, общий вид трансформатора изображен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10

Таблица 8 – Технические характеристики ТТ типа ТОЛ-СЭЦ-10

«Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальное рабочее напряжение кВ	12
Номинальный первичный ток в диапазоне, А	2000
Удельная длина пути утечки, см/кВ	2,25
Климатическое исполнение	УХЛ1
Изолирующая среда	элегаз
Ток электродинамической стойкости, кА	150
Ток термической стойкости, кА	104
Номинальный вторичный ток, А	5
Классы точности обмоток для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Общее число вторичных обмоток	Max3»[11]

Общее сопротивление приборов фазы *A* определяется по формуле (70)

$$R_{\text{приб.}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (70)$$

Сопротивление контактов $R_{\kappa} = 0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб.}} - R_{\kappa} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08. \quad (71)$$

Принимая длину соединительных проводов 5 м. с медными жилами, определяем сечение по формуле (72)

$$s = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,08} = 1,094 \text{ мм}^2. \quad (72)$$

Принимаем стандартное сечение 1,5 мм².

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные

Трансформатор тока ТПЛ-СЭЩ-10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1598 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{y\delta} = 47 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 69 \cdot \sqrt{2} \cdot 1 = 97,56 \text{ кА}$
$B_k = 135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_T = 27^2 \cdot 1^2 \cdot 3 = 2187 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТПЛ-СЭЩ-10 удовлетворяет данным параметрам.

Проверим трансформатор тока ТПЛ-СЭЩ 10 кВ «Он используется для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты автоматики, сигнализации и управления, он предназначен для цепей коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного тока на напряжения до 10 кВ» [17] технические данные трансформатора тока введены в таблицу 9 и общий вид изображен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Общий вид трансформатора ТПЛ-СЭЩ 10

Таблица 10 – Технические характеристики ТТ типа ТПЛ-СЭЦ-10

«Номинальное напряжение кВ	10
Номинальное рабочее напряжение кВ	12
Номинальный первичный ток в диапазоне, А	2000
Удельная длина пути утечки, см/кВ	2,25
Климатическое исполнение	У2
Изолирующая среда	элегаз
Ток электродинамической стойкости, кА	150
Ток термической стойкости, кА	104
Номинальный вторичный ток, А	5
Классы точности обмоток для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Общее число вторичных обмоток	Max3»[19]

Общее сопротивление приборов фазы *A* определяется по формуле (73)

$$R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (73)$$

Сопротивление контактов $R_{\kappa} = 0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\kappa} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом.} \quad (74)$$

Принимая длину соединительных проводов 5 м. с медными жилами, определяем сечение по формуле (75)

$$s = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,08} = 1,094 \text{ мм}^2 \quad (75)$$

Принимаем стандартное сечение 1,5 мм².

Исходя из данного расчета выбираем ТТ ТОЛ – СЭЦ – 10. Подходящий по размеру ячейки КРУ.

4.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничитель перенапряжения выбирается в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования, диэлектрической прочностью его изоляции и максимально возможным напряжением с частотой 50 Гц между проводом и землей в точке подключения ограничителя перенапряжения в сеть.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2

Техническая характеристика и общий вид ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2 приведены в таблице 11 и на рисунке 8.

Таблица 11 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2

Напряжение сети, кВ	6
Рабочее напряжение сети, кВ	6
Номинальное напряжение ОПН, кВ	6
Наибольшее напряжение ОПН, кВ	6,9
Номинальный разрядный ток 4/20 мкс, кА	10
Выдерживаемый импульсный ток:	
-4/10 мкс, кА	100
-1,2/2,5 мкс, А	250
-прямоугольный импульс 2000 мкс, А	250

По результатам тестирования приходим к выводу, что все выбранные устройства обладают требуемыми характеристиками, поэтому ячейки КРУ-СЭЩ-59 используются в качестве распределительного устройства 6 кВ.

5 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

«При реконструкции электрической системы нужно учитывать вероятность появления в данной системе ненормальных режимов работы, приводящих к аварии в системе, что вероятно будет сопровождаться недоотпуском электроэнергии потребителям, ухудшением её качества или нарушением технологического процесса. Для того, чтобы в кратчайшие сроки устранить причины аварии или её последствия и обеспечить бесперебойную работу электрического оборудования используется комплекс релейной защиты.» [17]

«Релейная защита – совокупность устройств, основная задача которых, является скорейшее устранение последствий повреждения или аварийных режимов работы в элементе или участке энергосистем.» [5]

Линия «АЗОТ-4» со стороны ТоТЭЦ имеет следующие защиты с действием на отключение ВВ-110кВ.

Трехступенчатая максимальная токовая защита:

- I ступень: $I_{ср.з.}=2300\text{А}$; $t_{ср.}=0$ сек;
- II ступень: $I_{ср.з.}=985\text{А}$; $t_{ср.}=1,2$ сек;
- III ступень: $I_{ср.з.}=435\text{ А}$; $t_{ср.}=9$ сек.

Двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности:

- I ступень: не направленная- $I_{ср.з.}=3800\text{ А}$; $t_{ср.}=0$ сек;
- II ступень: направленная- $I_{ср.з.}=600\text{ А}$; $t_{ср.}=0,6$ сек.

Защиты, выполненные на подстанции 60

Питание схем защит, управления и сигнализации подстанции 60 выполнено на постоянном оперативном токе 220 В.

Силовой трансформатор.

Силовой трансформатор имеет следующие защиты и автоматику:

- дифференциальную защиту;
- газовую защиту;

- силового трансформатора;
- переключающего устройства;
- кабельных вводов.
- максимально-токовую защиту с блокировкой по напряжению на стороне 110 кВ;
- сигнализацию уровня масла в расширителе;
- сигнализацию температуры масла в трансформаторе;
- автоматику обдува трансформатора;
- устройство для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой;
- устройство отключающего импульса и устройство контроля исправности каналов отключающего импульса.

Дифференциальная защита.

«Предназначена для защиты трансформатора от многофазных повреждений, замыканий между витками одной фазы, коротких замыканий в зоне «трансформатор – выключатели вводов». Защита выполнена на реле 1РТН, 2РТН типа РНТ-565.» [10]

Зона действия защиты расположена между двумя группами трансформаторов тока, одна из которых расположена на маслонаполненных вводах трансформатора в ОРУ-110 кВ (встроенные), вторая на шинных коробках в РУ-6 кВ до ШР ввода, т.е. в зону действия входят и трансформатор, и сдвоенные реакторы.

Защита действует на общие выходные реле 14РП; 15РП; РП с последующим действием на отключение ВВ -110 кВ по каналу отключающего импульса и МВ вводов в РУ-6 кВ.

Газовая защита:

- силового трансформатора:

Газовая защита является чувствительной защитой от внутренних повреждений трансформатора. Она действует на выходные реле защит

трансформатора 14РП, РП и 15РП, а через них подается импульс на отключение ВВ-110 кВ и МВ вводов.

- переключающего устройства:

Газовая защита действует при повреждениях переключающего устройства на выходные реле РП, 14РП, 15РП, а через них подается импульс на отключение ВВ-110 кВ и МВ вводов.

- кабельных маслонаполненных вводов 110 кВ:

Газовая защита кабельных вводов действует на выходные реле РП, 14РП и 15РП, а через них подается импульс на отключение ВВ-110 кВ. В цепи газовой защиты кабельных вводов имеются указательное реле 18РУ.

Максимально-токовая защита:

Предназначена для защиты трансформатора при сквозных к.з., не отключенных по какой либо причине защитами других элементов. Одновременно защита является резервной ко всем другим защитами самого трансформатора (дифференциальной, газовой)

Защита выполнена с помощью:

- токовых реле 1РТ и 2РТ (РТ-40);
- реле времени 1РВ (ЭВ-114);
- указательное реле – РУ (РУ-21):

Защита действуют на реле времени 1РВ, которое с выдержкой времени действует на выходные реле защит трансформатора 14РП, 15РП и РП, а через них подается импульс на отключение ВВ-110 кВ и отключаются МВ вводов.

В цепи МТЗ трансформатора имеется блинкер 2РУ, который выпадает при срабатывании МТЗ.

- реакторов.

Предназначена для защиты реакторов при различных повреждения в них, а также является резервной по отношению к МТЗ вводов. Выполнена при помощи:

- токовых реле 1РТ-1(2), 2РТ-1(2) типа РТ40;

- реле времени 2РВ-1Р(2Р), 3РВ-1(2) типа ЭВ-132;
- указательных реле 18РУ, 4РУ типа РУ-21:

Защита выполнена следующим образом: токовое реле 1РТ-1, 2РТ-1 действуют на реле времени 2РВ-1, 2РВ-1Р. Реле «РВ-1Р с выдержкой времени 2,0 сек. Действует на выходные реле защит трансформатора 14РП, 15РП, РП и через них подается импульс на отключение ВВ-110 кВ и выключателей вводов 6кВ. Реле 2РВ-1 имеющее большую выдержку времени 2,4 сек. Действует на отключение МВ ввода. При этом выпадает блинкер 18РУ с надписью «откл. ввода по МТЗ реактора» в цепях МТЗ трансформатора предусмотрена блокировка по напряжению (9РП).

Сигнализация уровня масла в расширителе:

Для автоматического дистанционного контроля уровня масла в расширителе трансформатора установлено чашечное реле РУМ.

При понижении уровня масла в расширителе до нижнего предела срабатывает реле РУМ, которое своим контактом замыкает цепь срабатывания блинкера 17РУ и выходит предупредительный сигнал.

Сигнализация температуры масла в трансформаторе:

Служит для предупреждения дежурного персонала о повышении температуры верхних слоев масла в трансформаторе выше 75 С.

Сигнализация выполнена с помощью термосигнализатора КТ типа ТС-100. При повышении температуры срабатывает термосигнализатор КТ и выпадает блинкер 15РУ.

Автоматика обдува трансформатора:

Служит для автоматического включения обдувочных вентиляторов трансформатора при повышении температуры верхних слоев масла выше 65С и отключения их при температуре ниже 55С, а также включения их при нагрузке трансформатора со стороны 110кВ равной 220А.

Схема автоматики осуществлена при помощи термосигнализатора КТ типа ТС-100, такого реле РТ(РТ-40), реле времени РВ (ЭВ-237), промежуточного реле РП (РП-25) и переключателя КУ-1, который имеет три

фиксированных положения: вертикально – «отключено». Вся система обдува имеет четыре вентилятора и насоса: 2 рабочих (МП-2 и МП-3), резервный (МП-4), температурный (МП-1) и шкаф автоматики типа ШАОТ-4, который установлен в ОРУ-110 кВ.

Схема питания ШАОТ-4 имеет два ввода: рабочий МП-20 и резервный МП-21. В нормальном режиме все ключи управления в шкафу обдува должны быть выставлены в правое положение-«автоматическое», в этом случае работают два вентилятора и маслонасоса, при выходе одного из строя включается резервный. Когда рабочие вентиляторы не справляются с обдувом, то при повышении температуры масла выше 60С включается температурный охладитель. Отключение температурного охладителя произойдет после понижения температуры масла ниже 50С.

При нагрузке трансформатора со стороны 110 кВ равной 220, а срабатывает реле РТ и замыкает цепь питания РВ, которое с выдержкой времени включает температурный охладитель, а при снижении нагрузки трансформатора до 185 А температурный охладитель отключается. Выдержка времени для включения температурного охладителя по току необходима для отстройки от кратковременных бросков тока.

Устройство для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой:

Служит для регулирования напряжения под нагрузкой трехфазного силового трансформатора при помощи изменения числа включенных витков первичной обмотки, т.е. изменения коэффициента трансформации.

Аппарат переключающего устройства допускает производить регулировку напряжения в пределах 9 ступеней в обе стороны от U_n (115 кВ). с шагом регулирования 1,75% от U_n .

Переключающее устройство состоит из следующих составных частей:

- переключающего устройства типа РСГ-3-110-400 помещенного в отдельном баке силового трансформатора;

- приводного механизма типа МЗ-2 со шкафом управления, установленного на силовом трансформаторе под расширителем;
- блока автоматического регулирования типа БАУ РПН, и элементов блокировки по току и напряжению, установленных на панели 7 ЩУ;
- указатели положения, переключателя и ключей управления, установленных на панели 8ЩУ.

Схема управления переключающим устройством обеспечивает:

- ручное управления переключающим устройством при помощи рукоятки;
- местное управление переключающим устройством при помощи кнопок управления в шкафу управления приводного механизма;
- дистанционное управление переключающим устройством;
- автоматическое регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой с блокировкой по току и напряжению;
- сигнализацию положения переключающего устройства.

Устройство отключающего импульса:

Эксплуатация отключающего импульса линии «Азот-4»

Устройство отключающего импульса осуществляет:

- передачу по кабелю от защиты трансформатора п/ст 60 отключающего сигнала в схему, установленную на ТоТЭЦ;
- контроль состояния изоляции жил кабеля, а также является источником контрольного тока, который циркулирует по жилам кабеля передачи отключающего сигнала:

Ввод 6 кВ

На вводе имеются следующие защиты и автоматика:

- МТЗ с блокировкой по напряжению;
- АВР:
 - – по напряжению;
 - – по частоте.

– АПВ:

Цепь включения МВ ввода.

При повторе ключа 1КУ на включение по цепи: +ШУ; 1КУ; КБП; КБВ; КП; -ШУ срабатывает контактор КП.

Цепь отключения МВ ввода.

При повороте ключа управления 1КУ на отключение по цепи: +ШУ; 1КУ; РБМ; КБО; СО; -ШУ срабатывает соленоид отключения.

МТЗ с блокировкой по напряжению:

Предназначена для отключения МВ ввода при сквозных к.з. и являются резервной по отношению к защита отходящих фидеров.

Защита выполнена при помощи двух токовых реле ЗРТ, 4РТ (РТ-40) и реле времени ЗРВ типа ЭВ-132.

МТЗ вводов выполнена с блокировкой по минимальному напряжению (н.о. контакт промежуточного реле 9РП) и ускорением МТЗ при неуспешной работе АПВ контакт реле 2РПО. МТЗ ввода будет работать только в том случае, если сработают пусковые органы и по току, и по напряжению.

Пусковые органы при срабатывании замыкают цепь питания реле времени ЗРВ, которое имеет три выдержки времени:

- 0,5 сек. – ускорение МТЗ ввода при неуспешной работе АПВ;
- 1,6 сек. – время срабатывания МТЗ ввода;
- 2,4 сек. – время на отключение силового трансформатора при неуспешном действии МТЗ ввода.

Автоматическое включение резерва:

- по напряжению:

Предназначено для отключения МВ ввода и последующего включения СМВ при исчезновении напряжения на шинах 6 кВ ГПП.

Выполнено при помощи трех реле напряжения 1РЗВ, 2РЗН, 3РЗН типа РН-54/160, реле времени 1РВН типа ЭВ-132, промежуточного реле 1РПН.

В схеме предусмотрена блокировка, контролирующая наличие напряжения на стороне 110 кВ – н.о. контакт РПН.

– по частоте:

Предназначено для отключения МВ ввода и включения СМВ при снижении частоты на одной из секций или линий 110кв.

Выполнено при помощи реле частоты типа РЧ -1, промежуточного реле типа РП-23 и реле времени типа ЭВ-132.

Автоматическое повторное включение

Предназначено для АПВ только при работе МТЗ ввода. Работает следующим образом: при работе МТЗ ввода по токовой обмотке реле 13РП, протекает ток, вызывая его срабатывание, ввод в это время отключается, реле 1РПО срабатывает, разрывает ток. Вызывая его срабатывания, ввод в это время отключается, реле 13РП. Поэтому реле 13РП удерживается в сработанном состоянии: срабатывает реле времени 1РВ (блока АПВ типа РПВ-58), его контакт подключает к предварительно заряженному конденсатору обмотку напряжения промежуточного реле 1РП.

Реле 1РП срабатывает и ввод включается по цепи: +ШУ; 1РП;16РУ; КБП; ШУ.

6 Расчет заземления ГПП

«Заземление – умышленное электрическое соединение с землей частей электроустановок, которые могут находиться под напряжением» [15]

«Заземляющее устройство для систем от 110 кВ состоит из вертикальных заземлителей; Соединительные планки; Полоски по рядам приборов; и выравнивающие планки, которые укладываются в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.» [17]

Для $\tau = t_{p.з} + t_{o.в} = 0,02 + 0,06 = 0,08$ с находим $U_{np.дон} = 500$ В.

Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников по

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,4}{\left(\frac{5 \cdot 352}{25\sqrt{46 \cdot 42}}\right)^{0,45}} = 0,16, \quad (77)$$

где $M=0,5$ параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , т.к. грунт принят, однородным

$$\rho_1/\rho_2 = 1, \quad (78)$$

– $l_g = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

– $L_2 = 352$ м – длина горизонтальных заземлителей;

– $a = 25$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

– $S = 1932$ м² – площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5\rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1000} = 0,4, \quad (79)$$

где $R_q = 1000$ Ом, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$,

« $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (песок)

$$\rho_{в.с} = \rho_{известняк} = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{.} \text{»} [7]$$

$$U_3 = \frac{U_{пр.дон}}{k_{II}} = \frac{500}{0,16} = 3125 \text{ В} - \text{ в пределах допустимого (ниже 10 кВ)}$$

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{3125}{2430} = 1,28 \text{ Ом} \cdot \text{ (80)}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{46 \cdot 42} = 44 \text{ м.} \text{ (81)}$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_z}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{352}{2 \cdot 44} - 1 = 3; \text{ (81)}$$

принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1) = 2 \cdot 44 \cdot 4 = 352 \text{ м.} \text{ (82)}$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{44}{3} = 14,6 \text{ м.} \text{ (83)}$$

«Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии $a/l_g = 1$ » [7]

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{44 \cdot 4}{5} = 35,2. \text{ (84)}$$

принимаем $n_g = 35$.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon} = 5 \cdot 35 = 175 \text{ м.} \quad (85)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0.7}{44} = 0.142 > 0.1, \quad \text{тогда} \quad (86)$$

$$A = (0.385 - 0.25 \cdot 0.142) = 0.349. \quad (87)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_{\epsilon}} = 0,349 \cdot \frac{1000}{44} + \frac{1000}{352 + 175} = 2,82 \text{ Ом}, \quad (88)$$

что больше $R_{3, \text{доп}} = 1,28 \text{ Ом}$.

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} I_3 R_3 = 0,16 \cdot 2430 \cdot 2,82 = 1096 \text{ В}, \quad (89)$$

что выше допустимого значения 500 В.

«Необходимо принять меры по снижению напряжения. Нужно засыпать всю территорию подстанции слоем гравия толщиной 0,2 м, чтобы увеличить сопротивление под ногами человека. Сопротивление верхнего слоя почвы»[2] (гравия) = 3000, тогда

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{\text{в.с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18, \quad (90)$$

$$k_{\text{П}} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} l_{\text{г}}}{a \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 352}{25 \sqrt{46 \cdot 42}}\right)^{0,45}} = 0,07, \quad (91)$$

«Насыпь из гравия не повлияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как. глубина заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ и величина M остаются неизменными.»[2]

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{k_{II}} = \frac{500}{0,07} = 7142 \text{ В}, \quad (92)$$

$$R_{3.\dot{d}on} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{7142}{2430} = 2,9 \text{ Ом}, \quad (93)$$

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{np} = k_{II} I_3 R_3 = 0,07 \cdot 2430 \cdot 2,82 = 479 \text{ В}, \quad (94)$$

что меньше допустимого значения 500 В.

Из расчетов видно, как эффективна подсыпка гравием на территории ОРУ.

7 Молниезащита подстанции

«На подстанции должна быть предусмотрена защита молниеотводами от повреждений, полученных в следствии прямых попаданий.» [16]

«Существуют два вида молниеотводов. Стержневые используются для защиты от прямых ударов молнии в зданиях и сооружениях; Тросовые - используется для защиты линий электропередач»[8]

«Расчет защиты от прямых ударов молнии используется для определения зон защиты, видов защиты и параметров.»[16]

$h = 30 \text{ м}$ – полная высота стержневого молниеотвода;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$ – высота вершины конуса стержневого молниеотвода;

$h_x = 15 \text{ м}$ – высота защищаемого сооружения;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м}$ – радиус конуса;

$L = 45 \text{ м} \leq 4h$ – расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 30 = 127,5 \text{ м}$ – предельное расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м}; \quad (95)$$

$$h_C = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} \cdot h_0 = \frac{127,5 - 45}{127,5 - 67,5} \cdot 25,5 = 35,06 \text{ м}; \quad (96)$$

Определяем максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 15)}{25,5} = 15 \text{ м}; \quad (97)$$

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ м}; \quad (98)$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{36 \cdot (35,06 - 15)}{35,06} = 20,6 \text{ м}; \quad (99)$$

На подстанции устанавливаем двойной стержневой молниеотвод, зона защиты которого представлена на рисунке 9.

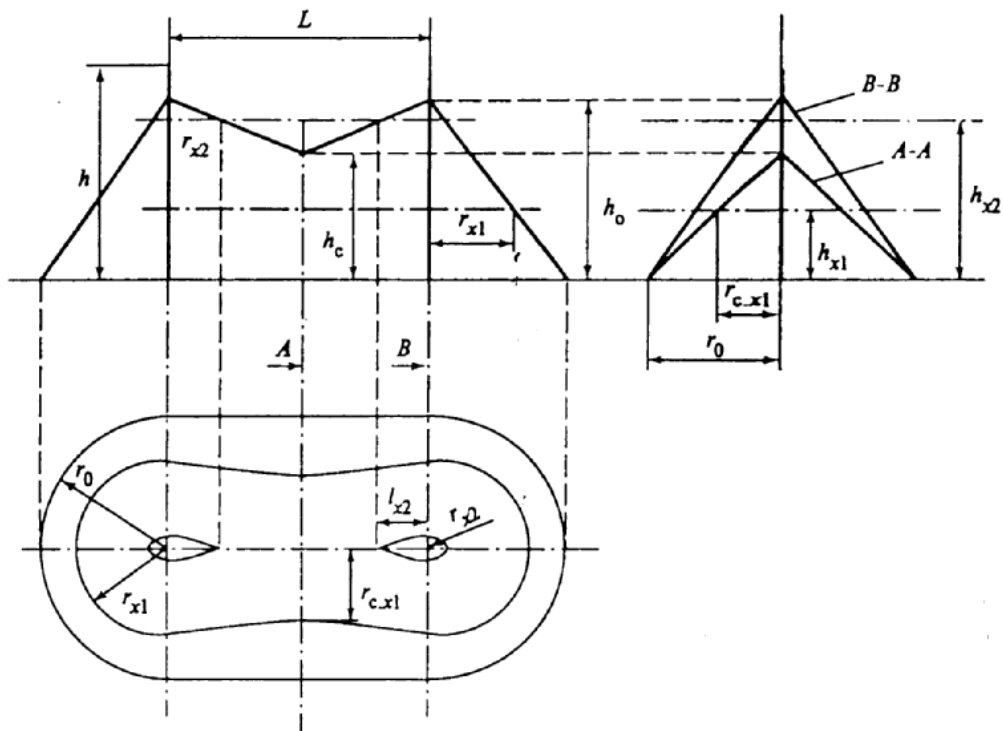


Рисунок 8 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Вывод: по расчетным данным для защиты подстанции принимаем двойной стержневой молниеотвод высотой 30 м. каждый.

Заключение

В бакалаврской работе проведена реконструкция ГПП №60 ПАО «КуйбышевАзот». Расчеты сделаны из электрических нагрузок. Потребность в перестройке возникла из-за морального износа оборудования и повышения надежности электроснабжения предприятия. Аварии на таком крупном предприятии могут привести не только к простою оборудования, что повлечет за собой финансовые потери, но и к нарушению технологического процесса что является угрозой для жизни людей. Один из способов предотвращения аварии на предприятии является снижение вероятности сбоев в электроснабжении производств. Для этого был произведен расчет токов короткого замыкания

Были рассмотрены два силовых трансформатора в результате которых на основании технико-экономических показателей было выбрано два трансформатора марки ТРДЦН – 63000/110/6/6. (дутьевой, с принудительной циркуляцией масла)

В результате замены масляных выключателей на выключатели вакуумные ВВ / ТЕЛ-10 исключаются затраты на обслуживание, не требуется значительных ремонтных работ из-за технических особенностей, также вакуумный выключатель имеет малые габариты.

Были выбраны разрядники на ОПН-КР / ТЕЛ-6 / 6,0 напряжением 6 кВ с повышенными техническими характеристиками. Заменены трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. -10. Также были отобраны ячейки из КРУ СЭЩ-59.

После выбора оборудования рассчитана релейная защита:

- дифференциальная защита;
- газовая защита;
- максимально-токовая защита.

В целом задание на реконструкцию ГПП №60 ПАО «КуйбышевАзот» выполнено.

Список используемых источников

- 1 Вахнина В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб-метод. пособие / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина; ТГУ; Ин-т энергетики и электроники; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2021. - 31 с.
- 2 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. - Ростов-н/Д.:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 720 с.
- 3 ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) «Руководство по нагрузке силовых автотрансформаторов».
- 4 Ермаков В.А. Проектирование электрической части подстанций: учебное пособие / В.А. Ермаков В.А. Тремясов. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003.-102 с.
- 5 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей/ И. Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича— 4-е изд., перераб. и доп. – М.:ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 6 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справ.- М: Энергосервис, 2000.-373 с.
- 7 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ:в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 2005. – Т. 1-6.с.
- 8 Неклепаев, Б.Н., Крючков И.П.. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. -М.: Энергоатомиздат,2004. – 608с.
- 9 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. Пособие / Г.Н. Ополева.-М.: Форум-Инфа-М, 2006.-156 с.
- 10 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г.– М.: Кнорус, 2013 г.

- 11 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова[и др.]-М. : Академия, 2005
- 12 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок; дата введ. 01.09.2000.
- 13 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.- М. : Высшая школа, 2005
- 14 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплине Электроэнергетика (раздел Электрооборудование станций и подстанций) / Волкова Т.Ю, Юлукова Г.М. – Уфа: Уфимск. авиац. техн. ун-т, 2004. - 85 с.
- 15 Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования/ Ю.В. Степкина, В.М.Салтыков.-Тольятти: ТГУ,2007.-124с.
- 16 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / С. А. Тимофеев. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. - 50с.
- 17 Guile, A.; Paterson, W. (1977). Electrical Power Systems, Volume One. Pergamon. 331p.
- 18 Joseph A. Eichmeier, Manfred Thumm (eds) Vacuum Electronics: Components and Devices, , Springer Science & Business Media, 2008 408 p
- 19 Malmstadt, Enke and Crouch, Electronics and Instrumentation for Scientists, The Benjamin/Cummings Publishing Company, Inc., 1981
- 20 Plate Formulas William Griffel. – 1968. – 150 p.
- 21 Protective Relays Application Guide, (The General Electric Company Limited of England, 2009). 156 p.