

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 Реконструкции электрической части подстанции 110/10/10 кВ «Краснопольская»

Студент

И.С. Эзау

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2021

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы разработки мероприятий по реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10/10 кВ «Краснопольская».

В ходе выполнения работы были определены электрические нагрузки потребителей подстанции, по суммарным данным которых были сделаны выводы о необходимой мощности трансформаторов на ПС и их количестве.

Произведены расчеты токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции.

Кроме того, в процессе разработки проекта реконструкции ПС был произведен выбор электрической аппаратуры и проводников, все выбранные аппараты были проверены на стойкость к токам короткого замыкания.

Произведен выбор системы измерений на подстанции, а также определены нагрузки системы собственных нужд и выбраны трансформаторы для ее питания.

ВКР включает в себя пояснительную записку, объемом 50 листов, содержащую 19 таблиц, 8 рисунков. Текстовую записку дополняют 6 чертежей, выполненных на стандартном формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика реконструируемой подстанции	5
2 Расчёт электрической нагрузки подстанции и построение годового графика нагрузки.....	7
3 Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов на городской ГПП.....	9
4 Обоснование электрической схемы ОРУ и ЗРУ подстанции.....	22
5 Определение значений токов коротких замыканий на ПС.....	26
6 Выбор электрооборудования	31
6.1 Выбор электрического оборудования на стороне ВН 110 кВ подстанции.....	31
6.2 Выбор электрооборудования на стороне 10 кВ.....	38
7 Система измерений на ПС.....	42
8 Собственные нужды ПС.....	43
9 Релейная защита и автоматика.....	45
Заключение	47
Список используемых источников.....	48

Введение

В современной электроэнергетике происходит постоянно совершенствование существующего электрооборудования. Постоянная модернизация электрооборудования дает возможность создавать экономичные и надежные СЭС районов городов, промышленных предприятий, а также отдельных жилых и общественных зданий. На сегодняшний день внедряется микропроцессорная техника, элегазовое и вакуумное электрооборудование. Постоянное увеличение электрических нагрузок (ЭН) приводит к необходимости заменять установленные на подстанциях силовые трансформаторы на новые с большей мощностью, что приводит к необходимости выбора новых коммутационных и иных аппаратов, устанавливаемых на подстанции. Поскольку подстанция эксплуатируется продолжительное время, за которое не проводились замена электрических аппаратов на новые, то установленное на ПС электрооборудование исчерпало свой ресурс, что в свою очередь может привести к внезапным авариям и продолжительному перерыву электроснабжения потребителей.

В данной ситуации возникает необходимость модернизации ПС с заменой электрооборудования на современную аппаратуру, с использованием новых технологий.

Цель работы заключается в разработке проекта реконструкции ПС 110/10 кВ для обеспечения требований к надежности электроснабжения подключенных на сегодняшний день потребителей и создания резерва по пропускной способности для подключения в будущем новых потребителей к ПС.

Исходя из намеченной цели, можно выделить ряд задач для решения в данной работе: выбор количества и номинальной мощности силовых трансформаторов на подстанции; расчет токов КЗ и проверка основного оборудования на ПС; расчет уставок релейной защиты.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

Реконструируемая подстанция является концевой подстанцией. Подстанция построена в 1972 году и служит для обеспечения надежного и качественного электроснабжения жилых и общественных зданий.

Расположение подстанции представлено на рисунке 1.

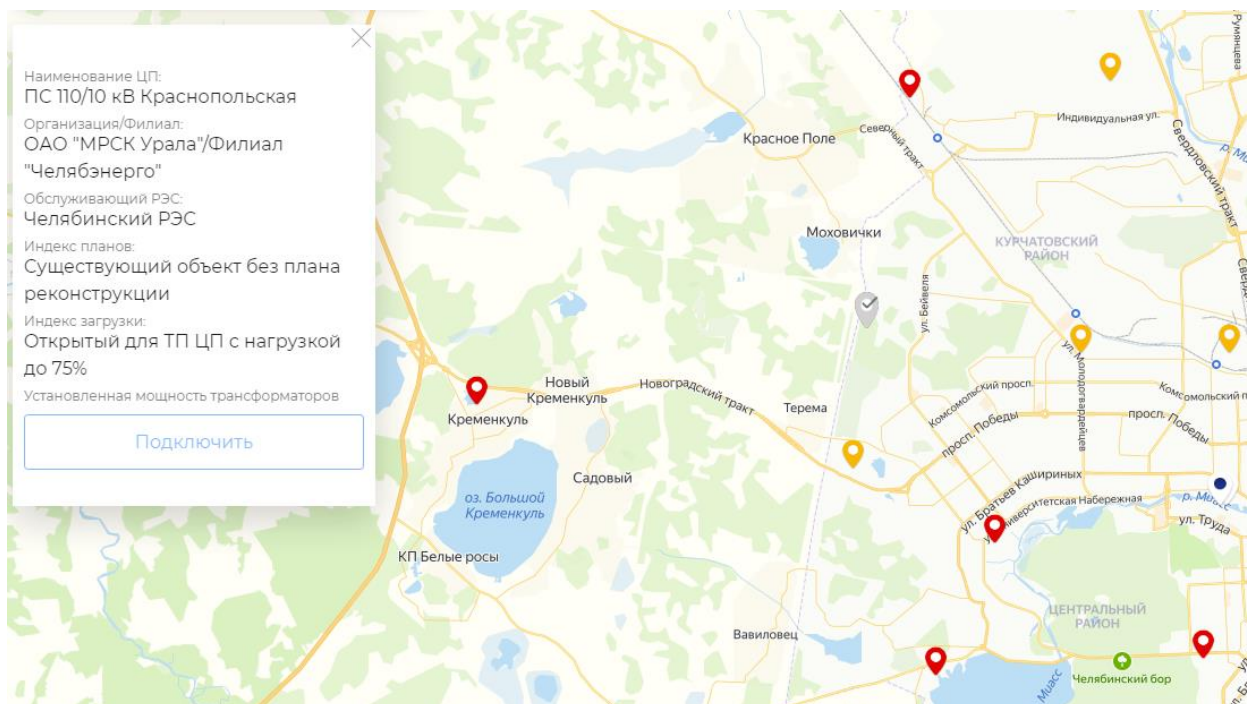


Рисунок 1 - Расположение подстанции «Краснопольская» на карте города

Питание ПС предусмотрено по двум линиям 110кВ: Город 1 и Город 2, которые идут по воздушным линиям электропередач, через переходной пункт, откуда уже кабелем до ГПП-1 и ГПП-2.

На рисунке 2 представлена схема электроснабжения ГПП-1 и ГПП-2. Рассматриваемая в работе подстанция «Краснопольская» является на схеме подстанцией ГПП-2.

РУ 110 кВ выполнено открытым. В схеме ОРУ предусматривается ремонтная перемычка. На территории ПС располагается здание, в котором

установлено ЗРУ 10 кВ, которое включает в себя ячейки КРУ, устройства РЗиА, и кроме того источники оперативного тока.

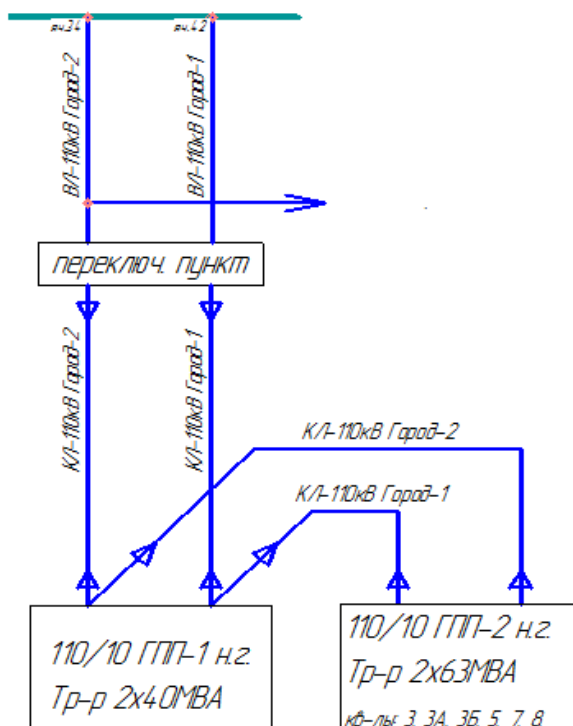


Рисунок 2 – Схема электроснабжения ГПП-1 и ГПП-2

На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/110/10/10. На стороне ВН установлены маломасляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250. Защиту силовых трансформаторов от негативного воздействия перенапряжений со стороны ЛЭП 110 кВ обеспечивают разрядники РВС-110. В ячейках ЗРУ установлены маломасляные высоковольтные выключатели ВМП. Для электроснабжения потребителей с.н. применяются два трансформатора ТМ-63/10/0,4.

Дана краткая характеристика местоположения подстанции и установленного на ней электрооборудования.

2 Расчёт электрической нагрузки подстанции и построение годового графика нагрузки

Определение необходимой мощности силовых трансформаторов (СТ) будем выполнять по годовому графику нагрузки, который строится с использованием суточных графиков за зимний максимум и летний минимум нагрузки по ПС. Принимается допущение, в регионе размещения подстанции 213 дней длится зимний период и 153 дня летний период.

На действующей подстанции суточные графики определяются путем замеров по показаниям счетчиков электрической энергии, показания с которых снимаются в установленные дни максимума и минимума нагрузки в году с интервалом в два часа. График строится суммарный по нагрузке обоих трансформаторов подстанции с учетом потерь в них электрической энергии (рисунок 3).

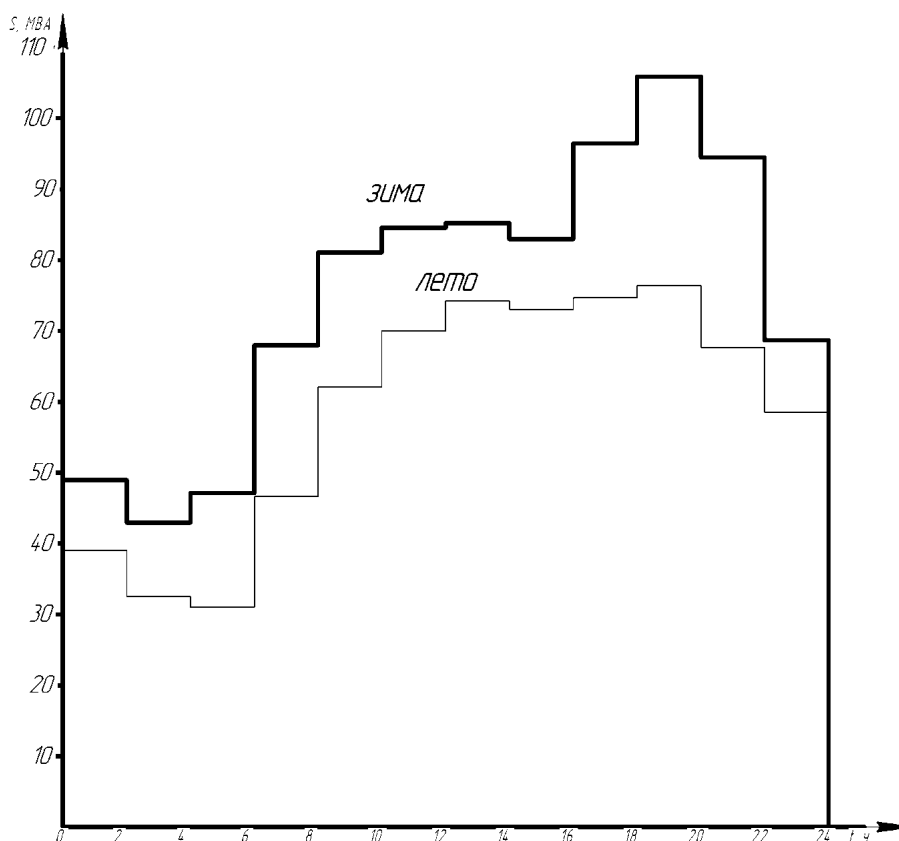


Рисунок 3 – Суточный график ЭН для дня зимнего периода и летнего периода

Поскольку каждый суточный график имеет 12 ступеней, то итоговый годовой состоит из 24 ступеней по продолжительности соответствующих количеству принятых дней годового минимума и максимума нагрузки ПС. Для удобства расчетов ступени с близким значение мощности могут быть заменены эквивалентными значениями с целью сокращения количества ступеней. Полученные значения упорядочиваются по убыванию нагрузки (рисунок 4).

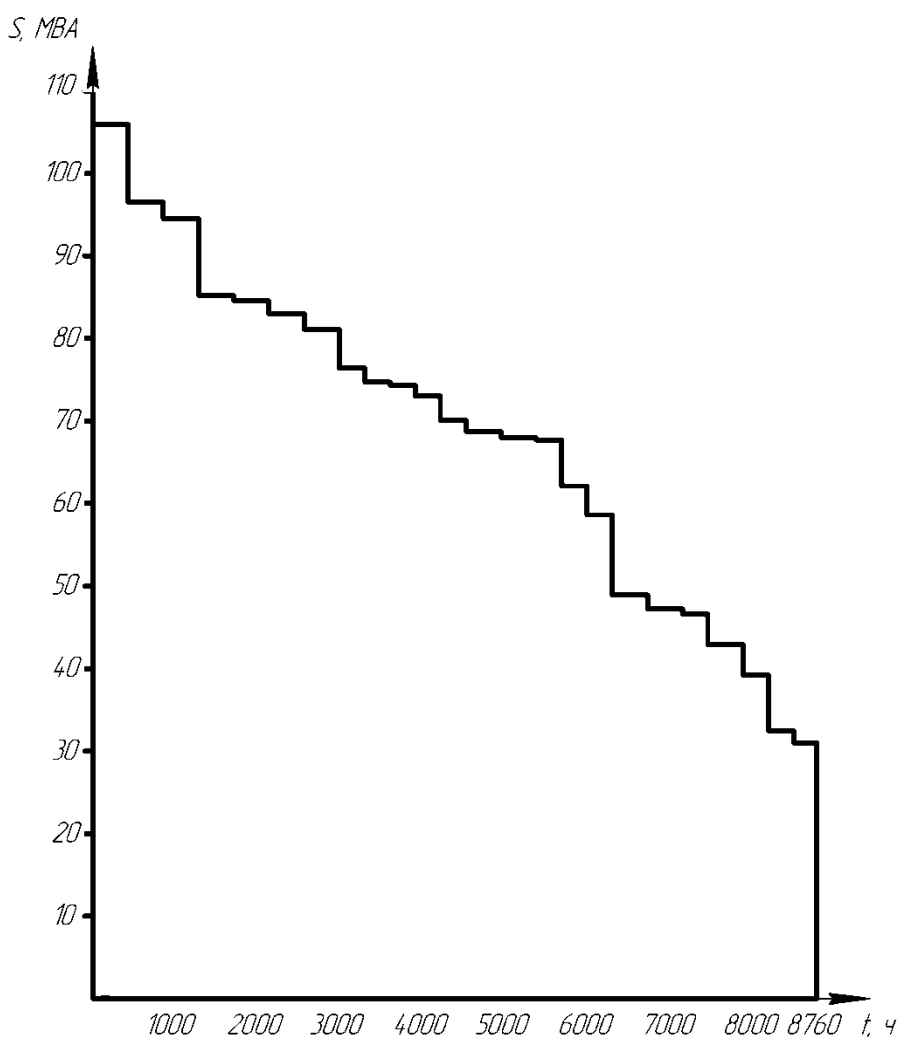


Рисунок 4 – Упорядоченный годовой график ЭН по времени использования в году

Построены зимний и летний суточные графики подстанции и по ним упорядоченный годовой график нагрузки подстанции.

3 Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов на городской ГПП

Число трансформаторов на подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, в зависимости от требований, предъявляемых к надежности электроснабжения, а их мощность с учетом мощности подключенных потребителей и способности трансформаторов выдерживать продолжительные перегрузки.

«При выборе типа силовых трансформаторов на подстанции следует задаться ниже приведенными условиями:

- используется трёхфазный трансформатор.
- так как на подстанции два уровня напряжения, следует применять двух обмоточный трансформатор.
- трансформатор должен обладать встроенным устройством РПН» [3].

Мощность трансформаторов ПС определяется из условия [3, 14]

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

где $K_{1-2} = 0,85$ – «коэффициент участия в ЭН потребителей I и II категорий» [3];

$K_{пер.} = 1,4$ – «коэффициент приблизительной допустимой перегрузки трансформаторов п/ав режиме» [3, 14];

$n = 2$ – число параллельно функционирующих трансформаторов ПС;

$$S_{ном.Т} \geq \frac{105903 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 64298,61 \text{ МВА.}$$

При проведении ТЭС к рассмотрению принимаются два в первом случае 2 СТ типа ТРДН-80000/110/10/10, а во втором 2 СТ - ТРДЦН-125000/110/10/10.

Определение годовых потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП производится согласно методики, изложенной в пособии [3].

Определяем приведенные потери мощности в СТ по формуле:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в.i}^2 \cdot P'_{к.в.} + k_{з.н1i}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2i}^2 \cdot P'_{к.н2}, \quad (2)$$

где $k_{з.в.}$, $k_{з.н1.}$, $k_{з.н2.}$ – коэффициенты загрузки обмоток СТ высокого и расщепленной обмотки низкого напряжения соответственно.

Определяем значение коэффициента загрузки обмотки ВН СТ:

$$k_{з.в.i} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad (3)$$

где S_B - мощность обмотки ВН,

$S_{ном.Т}$ - номинальная мощность СТ.

Определяем значение коэффициента загрузки обмотки НН СТ [9]:

$$k_{з.н1i} = \frac{S_{H1i}}{S_{ном.Т}}, \quad (4)$$

где S_{H1i} - мощность обмотки НН1.

$$k_{з.н2i} = \frac{S_{H2i}}{S_{ном.Т}}, \quad (5)$$

где S_{H2i} - мощность обмотки НН2.

«Величина приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме XX» [3]:

$$P'_x = \Delta P_{\kappa} + 0.05 \cdot Q_x, \quad (6)$$

«Потери РМ трансформатора в режиме XX» [3]:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (7)$$

«Величина приведенных потерь активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора НН» [3]:

$$P'_{\kappa.в.} = P_{\kappa.в.} + k_{u.п.} \cdot Q_{\kappa.в.}, \quad (8)$$

$$P'_{\kappa.Н1.} = P_{\kappa.Н1.} + k_{u.п.} \cdot Q_{\kappa.Н1.}, \quad (9)$$

$$P'_{\kappa.Н2.} = P_{\kappa.Н2.} + k_{u.п.} \cdot Q_{\kappa.Н2.}, \quad (10)$$

где $P_{\kappa.в.}$, $P_{\kappa.Н1.}$, $P_{\kappa.Н2.}$ – «потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки» [3].

Определяем величину потери активной мощности в режиме КЗ в обмотках СТ [10]:

$$P_{\kappa.в.} = 0, \quad (11)$$

$$P_{\kappa.Н1.} = P_{\kappa.Н2.} = 2 \cdot \Delta P_{\kappa.ВН-НН}. \quad (12)$$

Определяем величину потери реактивной мощности в режиме КЗ в обмотках СТ:

$$Q_{\kappa.в.} = \frac{U_{\kappa.в.}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (13)$$

$$Q_{к.Н1.} = Q_{к.Н2.} = \frac{U_{к.Н1,2.}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (14)$$

где $U_{к.в.}$, $U_{к.Н1.}$, $U_{к.Н2.}$ – значение напряжения короткого замыкания для обмоток СТ, определяемых из справочных данных по формулам:

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (15)$$

$$U_{к.Н1.} = U_{к.Н2.} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (16)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ – справочное значение напряжения короткого замыкания между обмотками.

Согласно расчетным годовым графикам ЭН для соответствующих обмоток – $S_{В1}$, $S_{Н1i}$, $S_{Н2i}$ вычисляются потери электрической энергии в трансформаторах

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в.i} + \sum \Delta W_{к.Н1i} + \sum \Delta W_{к.Н2i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в.} \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н1.} \cdot k_{з.Н1.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н2.} \cdot k_{з.Н2.i}^2 \cdot T_i \right), \quad (17)$$

где $\sum \Delta W_{xi}$ – потери электроэнергии в режиме холостого хода,

$\sum \Delta W_{ki}$ – потери электроэнергии в режиме короткого замыкания.

В первом случае производим расчеты для силового трансформатора ТРДН-80000/110/10/10, паспортные и справочные данные на который представлены в таблице 1 [6].

«Величина приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме ХХ» [3] (6)

$$P'_x = 70 + 0,05 \cdot 480 = 42,875 \text{ кВт.}$$

Таблица 1 –Параметры трансформаторов ТРДН-80000/110/10/10

Параметры	Значения
Номинальная мощность	80 МВА
Напряжение обмотки ВН	115 кВ
Напряжение обмотки НН	10,5 кВ
Напряжение КЗ между обмотками	10,5 %
Потери в режиме КЗ	310 кВт
Потери ХХ	70 кВт
Ток ХХ	0,6 %

Величина потерь РМ трансформатора в режиме ХХ (7)

$$Q_x = \frac{0,6}{100} \cdot 80000 = 480 \text{ квар.}$$

Величина приведенных потерь активной мощности КЗ обмоток трансформатора (8), (9), (10)

$$P'_{к.в.} = 0 + 0,05 \cdot 1050 = 52,5 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.Н1.} = 620 + 0,05 \cdot 14700 = 1355 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.Н2.} = 620 + 0,05 \cdot 14700 = 1355 \text{ кВт.}$$

Величина потерь активной мощности КЗ (11), (12)

$$P_{к.в.} = 0,$$

$$P_{к.Н1.} = P_{к.Н2.} = 2 \cdot 310 = 620 \text{ кВт.}$$

Величина потерь РМ, которые соответствуют обмоткам трансформатора в режиме КЗ из формул (13), (14)

$$Q_{к.в.} = \frac{1,3125}{100} \cdot 80000 = 1050 \text{ квар},$$

$$Q_{к.Н1.} = \frac{18,375}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{ квар}.$$

Величина напряжения КЗ обмоток трансформатора, (15), (16)

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125\% ,$$

$$U_{к.Н1.} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\% .$$

Согласно расчетным годовым графикам ЭН для соответствующих обмоток – $S_{Вi}$, $S_{Н1i}$, $S_{Н2i}$ вычисляются потери электрической энергии в трансформаторах ТРДН-80000/110/10/10 по выражению (15) и сводятся в таблицу 2.

Рассчитаем значение стоимости годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП [1]

$$I_{э} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (18)$$

где $C_{э}$ - стоимость электроэнергии.

$$I_{э} = 4204958 \cdot 1,4 = 5886942 \text{ руб}$$

Определим суммарную величину приведённых затрат из выражения

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

где I_o – величина годовых отчислений, определяемых по формуле:

Таблица 2 – Расчет потерь электрической энергии

№ ступени	S_{Bi} , MBA	S_{Hi} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.H1i}$	$k_{з.H2i}$	$\Delta W_{к.вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H2i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	105903.6	52945.2	52958.4	2	426	80088	1.324	0.662	0.662	19596	126413.1	126476.1
2	96479.1	49302.0	47177.1	2	426	80088	1.206	0.616	0.590	16263	109614.5	100369.2
3	94515.3	47995.2	46520.1	2	426	80088	1.181	0.600	0.582	15608	103880.6	97593.3
4	85233.9	43621.6	41612.3	2	426	80088	1.065	0.545	0.520	12693	85810.8	78087.8
5	84583.3	43463.2	41120.1	2	426	80088	1.057	0.543	0.514	12500	85188.8	76251.3
6	82966.9	42570.0	40396.9	2	426	80088	1.037	0.532	0.505	12027	81723.4	73592.6
7	81072.8	41518.4	39554.4	2	426	80088	1.013	0.519	0.494	11484	77735.6	70555.0
8	76395.8	39353.9	37423.0	2	306	57528	0.955	0.492	0.468	7325	50167.9	45365.8
9	74737.0	37926.1	37041.9	2	306	57528	0.934	0.474	0.463	7010	46593.6	44446.4
10	74255.0	37313.9	36329.0	2	306	57528	0.928	0.466	0.454	6920	45101.7	42752.0
11	73041.0	36790.0	36251.0	2	306	57528	0.913	0.460	0.453	6695	43844.0	42568.7
12	70050.3	35854.7	34195.6	2	306	57528	0.876	0.448	0.427	6158	41643.1	37878.5
13	68711.4	35437.6	33273.8	2	426	80088	0.859	0.443	0.416	8249	56632.7	49927.9
14	67984.8	34865.6	33119.2	2	426	80088	0.850	0.436	0.414	8075	54819.3	49465.2
15	67693.1	34285.4	33407.7	2	306	57528	0.846	0.429	0.418	5751	38077.6	36153.0
16	62097.5	32036.8	30060.7	2	306	57528	0.776	0.400	0.376	4839	33246.8	29271.7

Продолжение таблицы 2

17	58562.3	30148.4	28413.9	2	306	57528	0.732	0.377	0.355	4304	29442	26152
18	48920.6	25207.6	23713.0	2	426	80088	0.612	0.315	0.296	4181	28655	25357
19	47157.7	24257.2	22900.5	2	426	80088	0.589	0.303	0.286	3885	26535	23649
20	46601.8	23824.4	22777.3	2	306	57528	0.583	0.298	0.285	2725	18386	16805
21	42948.4	22246.4	20702.0	2	426	80088	0.537	0.278	0.259	3222	22318	19326
22	39179.1	19923.3	19255.7	2	306	57528	0.490	0.249	0.241	1926	12858	12010
23	32479.1	16546.8	15932.3	2	306	57528	0.406	0.207	0.199	1324	8869	8222
24	31009.5	15707.6	15301.9	2	282	53016	0.388	0.196	0.191	1112	7365	6989
Суммарные потери						1646880				183884	1234924	1139271
Суммарные значение потерь по подстанции										4204958		

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

где p_{om} - коэффициент отчислений,

K - капиталовложения в оборудование.

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

Рассматривается вариант ПС с трансформатором ТРДЦН-125000/110/10/10, технические характеристики которых даны в таблице 3 [6].

Таблица 3 – Параметры трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10

Параметры	Значения
Номинальная мощность	125 МВА
Напряжение обмотки ВН	115 кВ
Напряжение обмотки НН	10,5 кВ
Напряжение КЗ между обмотками	10,5 %
Потери в режиме КЗ	400 кВт
Потери ХХ	100 кВт
Ток ХХ	0,55 %

Величина приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме ХХ (6)

$$P'_x = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_x = 100 + 0,05 \cdot 687,5 = 134,4 \text{ кВт.}$$

Величина потерь РМ трансформатора в режиме ХХ (7)

$$Q_x = \frac{0,55}{100} \cdot 125000 = 687,5 \text{ квар.}$$

Величина приведенных потерь активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора рассчитываются по выражениям

(8), (9), (10)

$$P'_{к.в.} = 0 + 0,05 \cdot 1640 = 82 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.Н1.} = 800 + 0,05 \cdot 22969 = 1948 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.Н2.} = 800 + 0,05 \cdot 22969 = 1948 \text{ кВт}.$$

Величина потерь активной мощности КЗ (11), (12)

$$P_{к.в.} = 0,$$

$$P_{к.Н1.} = P_{к.Н2.} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВт}.$$

Величина потерь РМ, которые соответствуют обмотки трансформаторов режиме КЗ из формул (13), (14)

$$Q_{к.в.} = \frac{1,3125}{100} \cdot 125000 = 1640 \text{ квар},$$

$$Q_{к.Н1.} = Q_{к.Н2.} = \frac{18,375}{100} \cdot 125000 = 22969 \text{ квар}.$$

Величина напряжения КЗ обмоток трансформатора, (15), (16)

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%,$$

$$U_{к.Н1.} = U_{к.Н2.} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%.$$

Согласно расчетным годовым графикам ЭН для соответствующих обмоток – $S_{Вi}$, $S_{Н1i}$, $S_{Н2i}$ вычисляются потери электрической энергии в трансформаторах ТРДЦН-125000/110/10/10 по выражению (17) и сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет потерь электрической энергии

№ ступени	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.6i}$	$k_{з.H1i}$	$k_{з.H2i}$	$\Delta W_{к.6i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H2i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	105904	52945	52958	2	426	114487.5	0.847	0.424	0.424	12541	74455.9	74493
2	96479	49302	47177	2	426	114487.5	0.772	0.394	0.377	10408	64561.7	59116.4
3	94515	47995	46520	2	426	114487.5	0.756	0.384	0.372	9989	61184.5	57481.4
4	85234	43622	41612	2	426	114487.5	0.682	0.349	0.333	8123	50541.6	45992.9
5	84583	43463	41120	2	426	114487.5	0.677	0.348	0.329	8000	50175.2	44911.2
6	82967	42570	40397	2	426	114487.5	0.664	0.341	0.323	7697	48134.2	43345.2
7	81073	41518	39554	2	426	114487.5	0.649	0.332	0.316	7350	45785.4	41556.1
8	76396	39354	37423	2	306	82237.5	0.611	0.315	0.299	4688	29548.3	26720.0
9	74737	37926	37042	2	306	82237.5	0.598	0.303	0.296	4486	27443.1	26178.5
10	74255	37314	36329	2	306	82237.5	0.594	0.299	0.291	4429	26564.4	25180.5
11	73041	36790	36251	2	306	82237.5	0.584	0.294	0.290	4285	25823.6	25072.5
12	70050	35855	34196	2	306	82237.5	0.560	0.287	0.274	3941	24527.3	22310.0
13	68711	35438	33274	2	426	114487.5	0.550	0.284	0.266	5279	33356.1	29407.0
14	67985	34866	33119	2	426	114487.5	0.544	0.279	0.265	5168	32287.9	29134.5
15	67693	34285	33408	2	306	82237.5	0.542	0.274	0.267	3680	22427.3	21293

Продолжение таблицы 4

16	62098	32037	30061	2	306	82237.5	0.497	0.256	0.240	3097	19582	17240
17	58562	30148	28414	2	306	82237.5	0.468	0.241	0.227	2754	17341	15403
18	48921	25208	23713	2	426	114487.5	0.391	0.202	0.190	2676	16877	14935
19	47158	24257	22900	2	426	114487.5	0.377	0.194	0.183	2486	15628	13929
20	46602	23824	22777	2	306	82237.5	0.373	0.191	0.182	1744	10829	9898
21	42948	22246	20702	2	426	114487.5	0.344	0.178	0.166	2062	13145	11383
22	39179	19923	19256	2	306	82237.5	0.313	0.159	0.154	1233	7573	7074
23	32479	16547	15932	2	306	82237.5	0.260	0.132	0.127	847	5223	4843
24	31010	15708	15302	2	282	75787.5	0.248	0.126	0.122	711	4338	4117
Суммарные потери						2354250				117686	727356	671018
Суммарные значение потерь по подстанции										3870310		

Рассчитаем значение стоимости годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП

$$I_9 = \Delta W_{nc} \cdot C_9 = 3870310 \cdot 1,4 = 5418434 \text{ руб.}$$

Величина годовых отчислений, определяемых по формуле 20

$$I_o = 0,094 \cdot 85000000 = 7990000 \text{ руб.}$$

Определим суммарную величину приведённых затрат из выражения

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 85000000 + 7990000 + 5418434 = 21908434 \text{ руб.}$$

Итоговые данные для сравнения показателей по двум рассмотренным вариантам заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Итоговые данные для сравнения показателей по двум рассмотренным вариантам

$S_{ном}$, МВА	ΔW_{nc} , кВт·ч	I_9 , руб	I_o , руб	Z_{np} , руб
80	4204958	5886942	5188800	16595742
125	3870310	5418434	7990000	21908434

Несмотря на меньшие значения потерь электрической энергии и соответственно их стоимость для варианта с установкой на ГПП трансформаторов 125 МВА, приведенные затраты и годовые отчисления ожидаемо оказываются ниже у варианта с трансформаторами мощностью 80 МВА, который и принимаем для дальнейшего применения в данной работе.

4 Обоснование электрической схемы ОРУ и ЗРУ подстанции

Рекомендуемые электрические схемы для РУ подстанций различных классов напряжения и назначения приведены в СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [5].

«На основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008, учитывая типовые схемы, определенные в перечне типовых схем по классам напряжения 35-750 кВ и области их применения и с учетом количества присоединений на сторонах ВН и НН подстанции выбираются схемы распределительных устройств» [5].

Выбор схемы электрических соединений на стороне 110 кВ ГПП.

Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям. По своему положению в системе ПС является тупиковой. В настоящее время на ПС реализована схема, изображенная на рисунке 5. Согласно рекомендациям, изложенным в нормативных документах предлагается реализация схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой» [6] (рисунок 6).

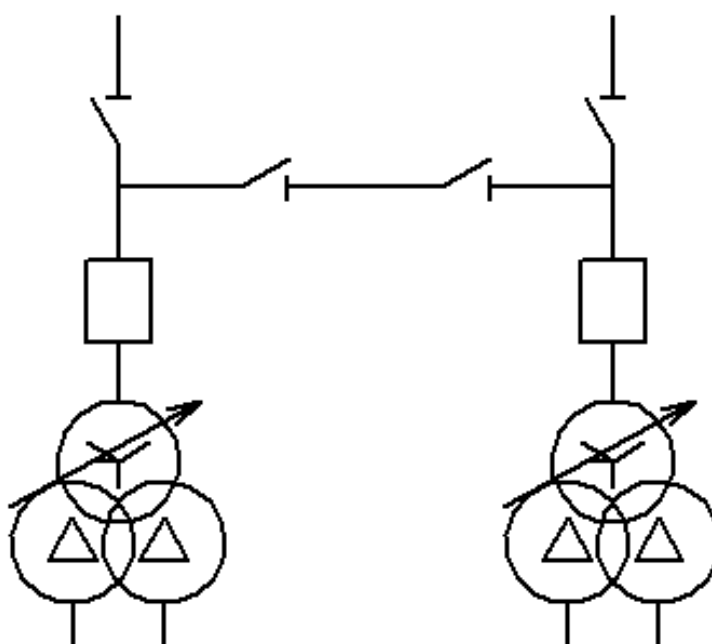


Рисунок 5 – Существующая схема ОРУ 110 кВ ПС

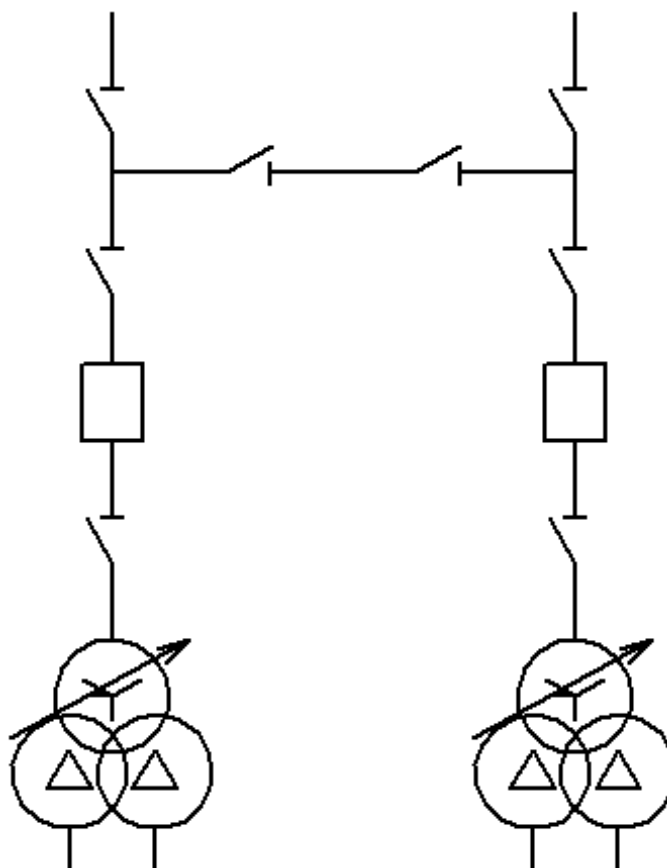


Рисунок 6 – Предлагаемая схема - Два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой между блоками

Данная схема подходит при небольшом числе подходящих линий. Предложенная схема является дешевой и простой. Однако данная схема имеет ряд значительных недостатков: в случае отключения ЛЭП отключается силовой трансформатор, что может стать причиной перегрузки оставшегося в работе. Для того, чтобы этого избежать длительных перегрузок силового трансформатора в послеаварийном режиме или при производстве регламентных работ, реализована возможность питания двух трансформаторов от одной линии путем ручных переключений [1, 2].

Недостатком предложенной схемы, который не позволяет ее реализовать в условиях рассматриваемой действующей подстанции является то, что для установки дополнительных разъединителей потребуются увеличение территории подстанции, что при существующей застройке

является невозможным. Поэтому схема ОРУ 110 кВ при реконструкции ПС не меняется.

Выбор схемы электрических соединений на стороне 10 кВ ГПП.

На стороне 10 кВ подстанции применена электрическая схема «Две одиночные, секционированные выключателем, системы шин» (рисунок 7). Количество шин обусловлено применением на ПС силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, что обуславливает необходимость применения 4 сборных шин, а использование в ЗРУ комплектных ячеек КРУ позволяет повысить удобство эксплуатации, скорость монтажа и обеспечить возможность последующего увеличения числа присоединенных потребителей [4].

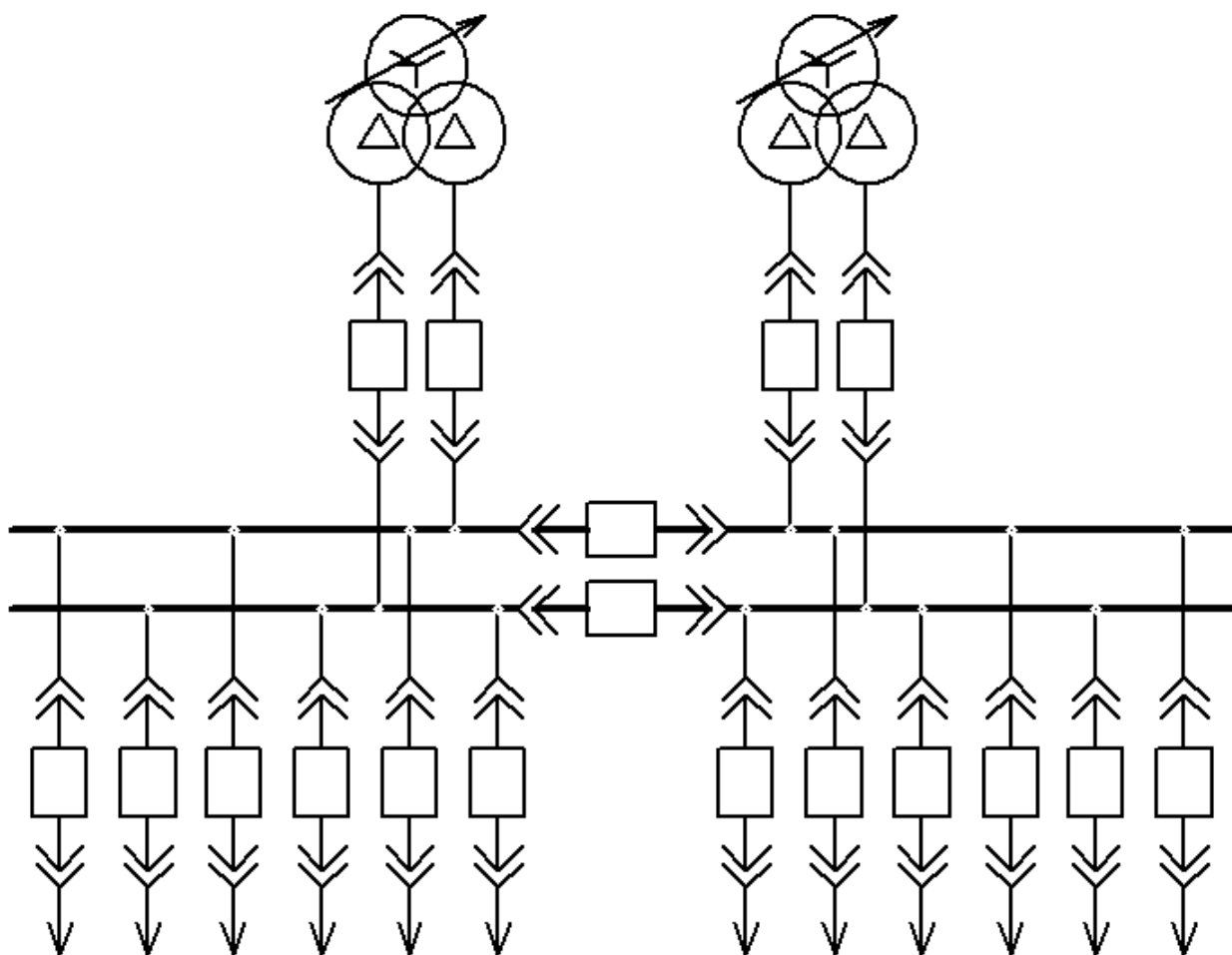


Рисунок 7 – Электрическая схема распределительного устройства 10 кВ ГПП

«Достоинства данной схемы - это простота, наглядность, довольно высокий уровень надежности, экономичность, помимо этого, такая схема дает возможность использовать КРУ, что снижает стоимость монтажа, позволят широко использовать механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Однако схема обладает рядом недостатков: при повреждении и последующем выводе в ремонт одной секции источник питания, подключенный к ней, выходит из работы на все время ремонта; ответственные потребители, которые питаются с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервируемые по сети, отключают на все время проведения ремонтных работ» [5].

Применение данной схемы в РУ НН позволяет обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей подстанции. Соответственно, схему распределительного устройства низкого напряжения подстанции при выполнении реконструкции реконструировать не требуется.

Схему открытого распределительного устройства 110 кВ на подстанции при выполнении реконструкции реконструировать нет необходимости.

5 Определение значений токов коротких замыканий на ПС

«Расчеты токов КЗ, при выполнении реконструкции подстанции, требуются для выбора электрической аппаратуры. Расчет выполняется по методике, приведенной в» [3, 12].

При расчетах рассматривается такой вариант схемы, в котором токи короткого замыкания имеют максимальные значения, для этого составляем расчетную схему с нанесением на нее всех основных элементов, сопротивления которых необходимо учесть в расчетах (рисунок 8а).

Расчеты производятся по схеме замещения в которой все реальные элементы ПС замещаются собственными сопротивлениями, отражающими электрические свойства реальных элементов (рисунок 8б). В расчетах сверхпереходная ЭДС энергосистемы принимается равной $E''_{*δ,c} = 1$, а базисная мощность $S_δ = 1000$ МВА.

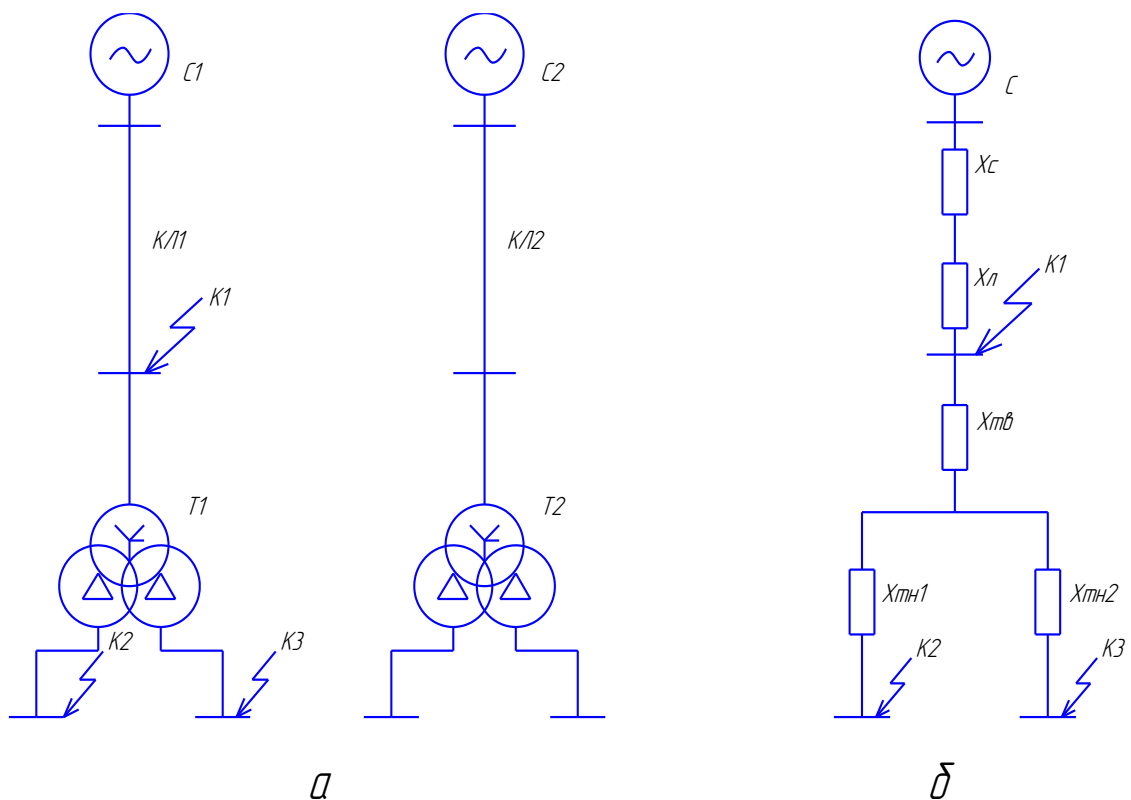


Рисунок 8 – Расчетная схема с указанием точек КЗ (а) и ее замещения в виде сопротивлений элементов (б)

«Расчеты проводятся в относительных единицах, которые приведены к базисным расчетным параметрам» [3].

Величина сопротивления энергосистемы [8]

$$x_{*б,С} = \frac{S_{б}}{S_{к}}, \quad (21)$$

где $S_{б}$ – значение базисной мощности;

$S_{к}$ – значение мощности КЗ;

$$x_{*б,С} = \frac{1000}{6000} = 0,167.$$

Величина сопротивления обмоток ВН трансформатора [23]

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в. \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \quad (22)$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{U_{к.Н1. \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \quad (23)$$

где $U_{к.в. \%}$, $U_{к.Н1. \%}$ – значение напряжения КЗ обмоток ВН и НН трансформатора;

$S_{н}$ – значение номинальной мощности трансформатора;

$$x_{*б,Тв} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,164,$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 2,297.$$

Величина сопротивления КЛ

$$x_{*\bar{\sigma},Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (24)$$

где x_0 - погонное сопротивление,

l - длина линии;

$$x_{*\bar{\sigma},Л} = 0,074 \cdot 7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,039.$$

КЗ в т. К1.

Находим значение суммарного электрического сопротивления до т. К1

$$x_{*рез} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},Л} = 0,167 + 0,039 = 0,206 \quad (25)$$

«Определяем базисный ток» [12]

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (26)$$

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

«Определяется величина начального действующего значения периодической составляющей ТКЗ» [3]

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{x_{*рез}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (27)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,206} \cdot 5,02 = 24,37 \text{ кА.}$$

«Величина ударного ТКЗ в т. К1» [12]

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o}, \quad (28)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент;

$$i_{y\partial} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 24,37 = 62,04 \text{ кА.}$$

КЗ в т. К2 и т. К3.

«Величина результирующего сопротивления до т. К2» [12]

$$x_{*рез} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,L} + x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,TН1} \quad (29)$$

$$x_{*рез} = 0,167 + 0,039 + 0,164 + 2,297 = 2,667.$$

«Определяем базисный ток» [12]

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

«Определяется величина начального действующего значения периодической составляющей ТКЗ» [3]

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{2,667} \cdot 55 = 20,62 \text{ кА.}$$

Величина ударного ТКЗ в т. К2 и т. К3 (28)

$$i_{y\partial} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 20,62 = 55,41 \text{ кА.}$$

Результаты расчётов ТКЗ сведены в таблицу 6, которая в последующем применяется для выбора электрической аппаратуры.

Таблица 6 – Расчет ТКЗ

Место КЗ	U_{cp}	$X_{рез}$	$I_{н,о}^3$	$k_{уд}$	$i_{уд}$
т. К1	115 кВ	0,206о.е.	24,37 кА	1,8	62,04 кА
т. К2	10,5кВ	2,667о.е.	20,62 кА	1,9	55,41 кА
т. К3	10,5кВ	2,667о.е.	20,62 кА	1,9	55,41 кА

Таким образом были определены значения токов короткого замыкания в точках на стороне 110 кВ подстанции и на сторонах 10 кВ расщепленных обмоток силового трансформатора. Наряду со значением тока трехфазного металлического КЗ были определены мгновенные значения ударного тока короткого замыкания на всех сторонах трансформаторной подстанции.

6 Выбор электрооборудования

6.1 Выбор электрического оборудования на стороне ВН 110 кВ подстанции

Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ подстанции.

Выбор выключателей производится по основным параметрам сети:

а) первым параметром является номинальное напряжение – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$ [13];

б) вторым параметром является номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;

в) третьим параметром является отключающая способность:

1) «выполняется проверка на симметричный ток отключения по формуле – $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$;

2) выполняется проверка на отключение апериодической составляющей ТКЗ по формуле – $i_{а,τ} \leq i_{а.ном.}$;

3) в случае, если условие $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, но при этом $i_{а,τ} > i_{а.ном.}$, то проверка по отключающей способности производится по полному ТКЗ – $\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{а,τ} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} (1 + \beta)$;

г) предельному сквозному ТКЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{н,о} \leq I_{нр.с}, i_{уд} \leq i_{нр.с}$$

д) тепловому импульсу – на термическую стойкость – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ » [16].

Рассматривается для замены существующих на ПС маломасляных выключателей ВМТ элегазовые выключатели, при этом проведем сравнение выключателей двух заводов: ВГТ-110Ш-40/2000У1 (производства компании ЗАО "ЗЭТО") и LW36A(B)BEL-126 (производства компании ОАО «Электрокомплекс»).

Проверяется выключатель ВГТ-110Ш-40/2000У1 [16].

Величина расчетного тока в послеаварийном режиме

$$I_{ном.дл.} = 1,4 \cdot \frac{S_{T ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (30)$$

$$I_{ном.дл.} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 652,3 \text{ А.}$$

Расчетный ТКЗ принимается равным $I_{н.о.}^3 = 24,37 \text{ кА}$.

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ для $\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с}$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.}^3 \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (31)$$

где $\tau = t_{рз} + t_{св}$, $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$ – время действия релейной защиты, а $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, T_a – постоянная [3];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 24,37 \cdot e^{-0,048/0,05} = 13,2 \text{ кА.}$$

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ, которое способен отключить выключатель [11]

$$i_{а ном.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \right) \cdot I_{откл. ном.}, \quad (32)$$

где β – параметр выключателя [6];

$$i_{а ном.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{32}{100} \right) \cdot 40 = 18,1 \text{ кА.}$$

Величина термической стойкости с продолжительностью КЗ $t_{откл.} = 0,05$

$$B_{\kappa} = (I_{n.o.}^3)^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (33)$$

$$B_{\kappa} = 24,37^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 59,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все параметры выключателя и данные электросети даны в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры выключателя ВГТ-110Ш-40/2000 У1

Данные электросети	Параметры
$U_{н.о.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.н.о.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 652,3 \text{ А}$	$I_{н.о.} = 2000 \text{ А}$
$I_{n.o.}^3 = 24,37 \text{ кА}$	$I_{откл.н.о.} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 13,2 \text{ кА}$	$i_{aн.о.} = 18,1 \text{ кА}$
$I_{n.o.} = 24,37 \text{ кА}$	$I_{n.p.c.} = 40 \text{ кА}$
$i_{yд.} = 62,04 \text{ кА}$	$i_{n.p.c.} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 59,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель проходит проверку.

Рассматривается выключатель LW36A(B)BEL-126 [20].

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ для $\tau = t_{p.з.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$ составляет (31)

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 24,37 \cdot e^{-0,04/0,05} = 15,49 \text{ кА}.$$

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ, которое способен отключить выключатель (32)

$$i_{aн.о.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА}.$$

Величина термической стойкости с продолжительностью КЗ $t_{откл.} = 0,057$
 (33)

$$B_k = 24,37^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 65,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все параметры выключателя и данные электросети даны в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры выключателя LW36A(B)BEL-126

Данные электросети	Параметры
$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 652,3 \text{ А}$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А}$
$I_{н.о.}^3 = 24,37 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 14 \text{ кА}$	$i_{aном.} = 19,8 \text{ кА}$
$I_{н.о.} = 24,37 \text{ кА}$	$I_{н.р.с.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 62,04 \text{ кА}$	$i_{н.р.с.} = 80 \text{ кА}_{80}$
$B_k = 65,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель проходит проверку.

Выбирается выключатель ВГТ-110Ш-40/2000, в связи с тем, что он обладает большим механическим ресурсом, а также обладает большим запасом по отключающей способности, термической и электродинамической стойкости в сравнении с LW36A(B)BEL-126.

«Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Разъединитель выбирают по нижеприведенным параметрам [19]:

- номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- номинальное напряжение – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- $i_{уд} \leq i_{н.р.с}$ тепловой импульс – на термическую стойкость – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ »

[20].

- предельный сквозной ТКЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{н.о} \leq I_{н.р.с},$$

Для сравнения принимаются разъединители РГП-СЭЩ-2-110/1250 и РПД-2-110/1250.

Рассматривается разъединитель РГП-СЭЩ-2-110/1250 УХЛ1 [15]. Все параметры разъединителя и данные электросети даны в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры разъединителя и данные электросети

Данные электросети	Параметры
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 652,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н.о.} = 24,37 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 62,04 \text{ кА}$	$i_{н.р.с.} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 62,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель проходит проверку.

Рассматривается разъединитель РПД-2-110/1250 [18]. Все параметры разъединителя и данные электросети даны в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры разъединителя и данные электросети

Данные электросети	Параметры
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 652,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н.о.} = 24,37 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 62,04 \text{ кА}$	$i_{н.р.с.} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 62,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель также проходит проверку.

При выполнении сравнения двух разъединителей выбирается РГП СЭЩ-2-П-110/1250, в связи с тем, что он обладает большим запасом по термической и электродинамической стойкости.

Выбор ТТ на стороне 110 кВ

Рассматривается ТТ марки ТВТ-110-І-1000/5 [17]. Все параметры трансформаторов тока и расчетные величины сведены в таблицу 11.

«Разъединитель выбирают по нижеприведенным параметрам:

- номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- номинальное напряжение – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- тепловой импульс – на термическую стойкость – $B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T$;

где K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу),

- предельный сквозной ТКЗ – на электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq K_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.}$$

- конструкция и кл.т.;

- вторичная нагрузка – $Z_2 \leq Z_{2ном.}$, индуктивное сопротивление токовых цепей мало, в связи с этим $Z_2 \approx R_{2ном.}$ » [20];

Таблица 11 – Данные электросети и параметры ТТ ТВТ-110-І-1000/5

Данные электросети	Параметры
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 652,3 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 53,5 \text{ кА}$	$K_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 24 \cdot \sqrt{2} \cdot 1000 = 33,9 \text{ кА}$
$B_k = 62,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 1^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для выполнения проверки ТТ по вторичной нагрузке, используя схему включения и техническими характеристиками КИП, определяется нагрузка по фазам для самого загруженного ТТ. Загрузка фаз равномерная, распределение вторичной нагрузки дано в таблице 12. Выбирается фаза А» [20].

Величина общего сопротивления КИП фазы А

$$R_{npu\bar{a}} = S_{npu\bar{a}} / I_2^2, \quad (34)$$

$$R_{npu\bar{a}} = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом.}$$

Таблица 12 – Нагрузка КИП

Прибор	Тип	Нагрузка		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э – 350	0,5 ВА	0,5 ВА	0,5 ВА

«Величина сопротивления контактов составляет $R_k = 0,1 \text{ Ом}$, тогда величина сопротивления проводов равна» [20]

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,6 - 0,02 - 0,1 = 1,48 \text{ Ом.} \quad (35)$$

«Принимая протяженность соединительных проводов 40 метров с медными жилами, рассчитываем сечение» [20]

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (36)$$

где « $l_p = l$ – расчетная протяженность, которая зависит от схемы соединения ТТ;

$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – величина удельного сопротивления медного провода» [20];

$$s = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,48} = 0,473 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель КВВГ 7х2,5 мм².

По данным электросети, используются ТТ ТВТ-110-І-1000/5, которые расположены на вводах трансформаторов.

6.2 Выбор электрооборудования на стороне 10 кВ

«Для ЗРУ 10 кВ выполняется расчет ячейки КРУ-СЭЩ-70 и устанавливаемого в нем электрооборудования, приведенного в таблице 13» [15].

Таблица 13 – Электрооборудование КРУ-СЭЩ-70

Тип электрического аппарата	Марка электрического аппарата
Выключатель вакуумный	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150
ТТ	ТЛШ-10-4000/5
ТН	НАЛИ-СЭЩ-10
ТСН	ТЛС
ОПН	ОПН-ЭС-П-10/11.5-10/2

«Проверка выключателей на стороне 10 кВ. Выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150У2» [15],

Проверка данного выключателя проводится аналогично проверке выключателей на стороне ВН трансформатора. Все параметры выключателя и данные электросети сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Данные электросети и параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10

Данные электросети	Параметры
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3079 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 20,62 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 20,89 \text{ кА}$	$i_{a,n} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,62 + 20,89 = 50,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} (1 + \beta) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,4) = 62,4 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 20,62 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 14

$i_{y\partial} = 55,41 \text{ кА}$	$i_{npс} = 79 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 72,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По данным электросети, используется выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150 У2

Проверка ТТ на стороне 10 кВ

Проверяется ТТ марки ТЛШ-10-4000/5[17]. Все параметры трансформаторов тока и данные электросети даны в таблице 15. Проверка выполняется аналогично ТТ на 110 кВ.

Таблица 15 – Данные электросети параметры ТТ ТЛШ-10-4000/5

Данные электросети	Параметры
$U_{нoм} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.нoм} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3079 \text{ А}$	$I_{1нoм} = 4000 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 54,7 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1нoм} = 10 \cdot \sqrt{2} \cdot 4000 = 56,7 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 70,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 140^2 \cdot 3 = 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, используя схему включения и параметры КИП, определяется нагрузка по фазам для самого загруженного ТТ.

Фазы загружены неравномерно. Выбирается фаза А.

Общее сопротивление КИП фазы А (33)

$$R_{npиб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

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

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa} = 0,4 - 0,24 - 0,1 = 0,06 \text{ Ом.} \quad (37)$$

Принимаем протяженность соединительных проводов 5 метров с медными жилами, рассчитываем сечение по выражению (34)

$$s = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,06} = 1,458 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель КВВГ сечением 2,5 мм².

По данным электросети, используется ТТГЛШ-10-4000/5

Проверка ТН на стороне 10 кВ.

«ТН выбирают по нижеприведенным параметрам:

- напряжение установки – $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;

- конструкция и схема соединений обмоток, кл.т. с учетом допустимой вторичной нагрузки;

- вторичная нагрузка – $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$.» [20]

Нагрузка всех КИП и реле, которые присоединены к ТН

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (38)$$

Устанавливается ТН типа НАЛИ-СЭЩ 10 [15], к которому подключаются КИП. Подсчет нагрузки дан в таблице 16.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58,2^2 + 93,16^2} = 109,8 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Номинальная мощность данного ТН в кл.т. 0,5, который необходим для присоединения приборов учета составляет 150 ВА. Следовательно $S_{2\Sigma} = 109,8 < S_{ном} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$, ТН будет функционировать в выбранном кл.т.

В качестве ТСН устанавливают трансформаторы ТЛС-100/10/0,4. Параметры ТСН даны в таблице 17 [17].

Таблица 16 – Нагрузка КИП

Прибор	Потребляемая мощность одной катушки	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P	Q
Вольтметр	2 ВА	1	1	0	1	2 Вт	-
Вольтметр фазный	2 ВА	1	1	0	1	2 Вт	-
Варметр	1,5 ВА	3	1	0	1	4,5 Вт	-
Ваттметр	1,5 ВА	2	1	0	1	3 Вт	-
Счетчик реактивной энергии	3 ВА	3	0,35	0,936	10	31,5 Вт	56,16 вар
Счетчик активной энергии	2 ВА	2	0,38	0,925	10	15,2 Вт	37 вар
Итого:						58,2	93,16

Таблица 17 – Параметры трансформаторов ТЛС-100/10/0,4

Параметры	Значения
Номинальная мощность	100 кВА
Напряжение ВН	10 кВ
Напряжение НН	0,4 кВ
Напряжение КЗ	6 %
Потери КЗ	1620 Вт
Потери ХХ	390 Вт
Ток ХХ	0,8 %

Выводы по разделу: все выбранное оборудование прошло необходимые проверки.

7 Система измерений на ПС

Обеспечение контроля за режимом работы основного электрооборудования и вспомогательного электрооборудования на ПС производится с помощью КИП, которые должны быть установлены на ЩУ [22].

Перечень КИП, которые установлены на рассматриваемой ПС дан в таблице 18.

Таблица 18 – Типы КИП, которые устанавливаются на ПС

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Понижительный двух обмоточный трансформатор	НН	Амперметр, ваттметр, приборы учета
СШ 6-10 кВ	На каждой СШ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения 3-хфазных напряжений
Секционный выключатель		Амперметр
ЛЭП 10 кВ к потребителям		Амперметр, приборы учета для ЛЭП, которые принадлежат потребителям
ТСН	ВН	–
	НН	Амперметр, расчётные приборы учета

8 Собственные нужды ПС

Среди основных электроприемников системы с.н. рассматриваемой ПС следует выделить: электродвигатели системы охлаждения трансформатора; система обогрева выключателей 110 кВ ПС и шкафов со смонтированным в них оборудованием и КИП; система тушения пожара. Принято решение ТСН подключить к выводам НН силовых трансформаторов подстанции между выводом 10 кВ трансформатора и ячейкой ввода КРУ 10 кВ. Так как проектируемая подстанция – двухтрансформаторная, то необходимо установить два ТСН, мощность каждого из которых определяется как сумма мощностей потребителей электроэнергии с.н. с учетом коэффициента одновременности [21]:

$$S_{тсн} = 0,6 \cdot \sum P_{исн}$$

Мощности потребителей с.н. с учетом коэффициента одновременности представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор ТСН

№ п/п	Потребители	Общая потребляемая мощность
1	Охлаждение для трансформаторов	14кВт
2	Подогрев шкафов КРУ	1.0кВт
3	Подогрев выключателей	3,6кВт
3	Подогрев приводов разъединителей	3,6кВт
4	Электроосвещение ОРУ	5кВт
5	Отопление, электроосвещение, вентиляция ЗРУ-10	20кВт

Продолжение таблицы 19

№ п/п	Потребители	Общая потребляемая мощность
6	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	15кВт
7	Маслохозяйство	60кВт
Итого		124,2кВт
С учетом коэффициента загрузки		0.6кВт
Всего		74,52кВт

По результатам данных в таблице 19 можно сделать вывод, что смонтированные на ПС ТСН не удовлетворяют перспективным нагрузкам, необходима их замена на трансформаторы собственных нужд типа ТЛС-10/10/04.

9 Релейная защита и автоматика

На основании требований ПУЭ для силовых трансформаторов, в том числе и установленных на проектируемой подстанции, требуется предусмотреть устройства релейной защиты [7, 16]:

- основной защитой трансформатора является дифференциальная защита;
 - резервной защитой от внешних многофазных КЗ является МТЗ;
- кроме того, необходимо установить
- защиту от перегруза;
 - газовую защиту.

Назначение, устройство и диагностирование микропроцессорного устройства РЗА. MiCOM P521 является полностью цифровым реле, предназначенным для выполнения функций, защиты и автоматики [18].

«Реле MiCOM могут питаться от источника постоянного или переменного напряжения (3 диапазона напряжения питания). Кратковременные перерывы питания (до 50мс) фильтруются и не прерывают работу реле.

Передняя панель реле обеспечивает навигацию в меню реле для доступа к данным, изменения уставок, чтения измерений и т.п. Восемь светодиодных индикаторов на передней панели реле обеспечивают простую и наглядную индикацию работы реле [24, 25].

Различные неисправности, выявленные системой самоконтроля и сигналы работы защиты, выводятся на жидкокристаллический дисплей с обратной подсветкой. Для чтения и квитирования (подтверждения) сигналов не требуется ввод пароля. Однако изменения уставок и конфигурации реле возможны лишь после ввода пароля доступа» [18].

Реле MiCOM P521 выполняет постоянные измерения фазных токов и тока нулевой последовательности и рассчитывает действующие значения токов до 10 гармоник включительно.

В реле MiCOM P521 на клеммниках с обратной стороны корпуса доступен стандартный порт EIA(RS)485. Протокол связи может быть выбран при формировании кода заказа реле (MODBUS RTU, IEC 608-5-103 или DNP3.0). Используемые протоколы связи обеспечивают доступ к хранимой в реле информации (измерения, сигнализация и уставки), которая может быть прочитана, а уставки изменены, при необходимости.

Чтение и редактирования этих данных может быть выполнено на объекте при помощи портативного компьютера и соответствующего программного пакета SchneiderElectric (например MiCOM S1).

Использование связи базируемой на интерфейсе EIA(RS)485 позволяет интегрировать реле MiCOM P521 непосредственно в цифровую систему управления объектом (например, MiCOM S10). В таком случае в распоряжения оператора системы управления подстанцией оказываются все данные доступные в реле, которые при этом могут обрабатываться локально либо дистанционно.

Реле MiCOM P521 предоставляет пользователю больше возможностей для адаптации к условиям применения. Учитывая низкую стоимость внедрения, реле обеспечивает эффективное вложение средств, предлагая интеграцию функций защиты и управления.

Передняя панель MiCOM P521 является интерфейсом между пользователем и реле. Она позволяет пользователю выполнять изменение уставок реле и выводить на дисплей индикацию измерений и сигналов срабатывания сигнализации [18, 19].

На ПС выбираем цифровые устройства защиты MiCOM.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС «Краснопольская».

Реконструкция стала необходима в связи с ростом потребления электрической энергии потребителями, а также морального устаревания установленного электрооборудования.

Выполнен расчёт ЭН ПС. По двум суточным графикам выполнено построение годовой график ЭН по продолжительности.

Приняты к установке на ПС два трансформатора ТРДН – 80000/110/10/10, которые по ТЭР дешевле, чем два трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10.

В результате проведения реконструкции подстанции принято решение заменить существующие масляные выключатели на современные элегазовые выключатели ВГТ-110-40/2000, существующие вентильные разрядники на ОПН-П1-110/73/10/2, имеющие лучшие параметры, кроме того выбраны встроенные измерительные трансформаторы тока ТВТ-110-І-1000/5, которые встроены в ввода трансформаторов подстанции.

В РУ 10 кВ применяются ячейки КРУ-СЭЩ-70 с электрооборудованием: вакуумным выключателем на 10 кВ ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150, ТТТЛШ-10-4000/5, ТН НАЛИ-СЭЩ-10.

Рассчитаны ТСН. Выбраны два трансформатора ТЛС-100/10/0,4, которые размещаются в ячейках КРУ.

Рассмотрена релейная защита и автоматика, которая применяется на подстанции. На основании требований ПУЭ для силовых трансформаторов, в том числе и установленных на проектируемой подстанции, предусмотрены устройства релейной защиты: основной защитой трансформатора является дифференциальная защита; резервной защитой от внешних многофазных КЗ является МТЗ; защита от перегруза; газовая защита.

Список используемых источников

1. Абрамова Е. Я., Алешина С. К. Расчет электрических нагрузок в городских сетях: методическое пособие для дипломного проектирования, Оренбург: ОГУ, 2002. 37 с.
2. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. 2008. 639 с.: ил.
3. Вахнина В. В., Степкина Ю. В., Самолина О. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебное методическое пособие; ТГУ; Ин-т энергетики и электроники; каф. "Электроснабжение и электротехника". –ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2012. 31 с.
4. Волкова Т. Ю., Юлукова Г. М. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплине Электроэнергетика (раздел Электрооборудование станций и подстанций) /– Уфа: Уфимск. авиац. техн. ун-т, 2004. 85 с.
5. Герасимова В. Г. Общие вопросы. Электротехнические материалы, Электротехнический справочник: в 4-х т. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.
6. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М., Файбисовича Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей; 4-е издание, переработано и дополнено – М.: ЭНАС, 2012. 376 с.: ил.
7. Крючков И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учебное пособие. – М.: Академия, 2005. 411 с.
8. Куско А., Томпсон – М., Рабодзея А. Н. Качество энергии в электрических сетях, пер. с англ. – М.: Додэка-XXI, 2008. 336 с.: ил.
9. Макаров Е. Ф. Горюнова И. Т. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. – М.: Папирус Про, 2005. Т. 1-6.
10. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2016.

11. Официальный сайт "АЭС-комплект" URL: <http://www.aes.by> (дата обращения 03.03.2021)
12. Официальный сайт Группа предприятий «Энергомаш» URL: <http://www.uetm.ru> (дата обращения 18.01.2021)
13. Официальный сайт ЗАО «Завод электротехнического оборудования» URL: <http://zeto.ru> (дата обращения 07.12.2020)
14. Официальный сайт ЗАО Группа компаний «Электрощит» URL: <http://www.electroshield.ru> (дата обращения 28.11.2020)
15. Официальный сайт ООО «ТД «Автоматика» URL: <http://www.tdtransformator.ru/> (дата обращения 14.12.2020)
16. Официальный сайт ООО ТК «Энергооборудование» URL: <http://m-p-k.tiu.ru> (дата обращения 16.02.2021)
17. 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.
18. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2005.
19. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. –Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
20. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Метод. пособие для курса. проектирования: Учебное пособие для среднего, профильного образования. М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2018. 213 с.
21. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.
22. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2015. 401 p.

23. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
24. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
25. Seok H., Chen C. An intelligent wind power plant coalition formation model achieving balanced market penetration growth and profit increase // Renewable Energy. 2019. № 138, pp. 1134-1142.