

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций* _____
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой _____ *ЭлСт* _____

_____ *А.Г. Русина* _____
(подпись, инициалы, фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

_____ *Наумовой Александры Ивановны* _____

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

_____ *Разработка технических решений построения принципиальной схемы электрических* _____

(тема работы)

_____ *соединений подстанции с применением современных средств проектирования* _____

_____ *Факультет энергетики* _____

(полное название факультета)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника* _____

(код и наименование направления подготовки бакалавра)

**Руководитель
от НГТУ**

_____ *Литвинов Илья Игоревич* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *к. т. н.* _____

(ученая степень, ученое звание)

_____ (подпись, дата)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

_____ *Наумова Александра Ивановна* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *ФЭН, ЭН1-61* _____

(факультет, группа)

_____ (подпись, дата)

Консультанты по разделам:

_____ *Экономическая часть* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Охрана труда* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Нормоконтроль* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Б.Н. Мошкин* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *О.С. Афанасьева* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *А.А. Осинцев* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций*
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой _____ *Русина А.Г.*
(фамилия, имя, отчество)

(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту _____ *Наумовой Александре Ивановне*
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника*
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

_____ *Факультет энергетики*
(полное название факультета)

Тема _____ *Разработка технических решений построения принципиальной схемы*
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)
_____ *электрических соединений подстанции с применением современных средств*

Исходные данные (или цель работы) _____ *Необходимо выполнить проект транзитной*
_____ *понижающей подстанции 110/35/10 кВ с учётом графиков нагрузки потребителей:*
_____ *число линий связи с энергосистемой (110 кВ) – 2;*
_____ *число транзитных линий (110 кВ) – 2;*
_____ *число линий к потребителям (35 кВ) – 6;*
_____ *число кабельных линий к потребителям (10 кВ) – 10 шт.;*
_____ *мощность ПС – 56,1 МВА, транзит – 23,9 МВА.*

Структурные части работы _____ *1) Разработка вариантов структурной схемы*
_____ *подстанции*

- _____ *2) Выбор ЛЭП 110 кВ*
- _____ *3) Выбор силовых трансформаторов*
- _____ *4) Техничко-экономический расчёт*
- _____ *5) Система собственных нужд подстанции*
- _____ *6) Выбор высоковольтного оборудования*

- 7) Выбор кабельных линий 10кВ
- 8) Охрана труда
- 9) Создание программы по выбору силовых трансформаторов
- 10) Описание современных подходов к проектированию электроэнергетических объектов
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____
- _____

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель
от НГТУ**

Студент

Литвинов Илья Игоревич

(фамилия, имя, отчество)

к. т. н.

(ученая степень, ученое звание)

02.03.20

(подпись, дата)

Наумова Александра Ивановна

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН1-61

(факультет, группа)

02.03.20

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 1293/2 от « 04 » марта 202 0 г.

изменена приказом по НГТУ № _____ от « _____ » _____ 202 0 г.

ВКР сдана в ГЭК № 28.1 , тема сверена с данными приказа

(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Осинцев Анатолий Анатольевич

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной
экзаменационной комиссии по защите ВКР)

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

02.03.20, Б.Н. Мошкин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

02.03.20, О.С. Афанасьева

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ..	7
2 ВЫБОР ЛЭП 110 КВ.....	8
3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	10
3.1 Вариант № 1 схемы проектируемой ПС	16
3.2 Вариант № 2 схемы проектируемой ПС	31
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ	33
4.1 Вариант № 1 схемы проектируемой ПС	35
4.2 Вариант № 2 схемы проектируемой ПС	37
5 СИСТЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ.....	41
6 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	43
6.1 Расчёт токов короткого замыкания	43
6.2 Расчёт токов утяжелённого режима	62
6.3 Выбор выключателей	65
6.4 Выбор разъединителей.....	68
6.5 Выбор приборов учёта	72
6.6 Выбор трансформаторов тока.....	77
6.7 Выбор трансформаторов напряжения	82
6.8 Выбор ОПН.....	85
7 ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ	86
8 ОХРАНА ТРУДА	92
8.1 Электрозащитные средства.....	92
8.2 Расчёт заземления методом наведенных потенциалов	94

9 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ	102
10 ПРОГРАММА ДЛЯ ВЫБОРА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе необходимо выполнить проект типовой транзитной понижающей подстанции 110/35/10 кВ (56,1 МВА) согласно имеющимся графикам нагрузки потребителей, количеству линий к потребителям, а также величине транзита мощности (23,9 МВА).

Распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ предстоит выполнить по типу ОРУ (ВЛ), 10 кВ – как ЗРУ (КЛ).

Также создать ПО для упрощения и ускорения процесса выбора силовых трансформаторов (язык Python).

Кроме того, предстоит ознакомиться с текущими требованиями ПАО «Россети» в сфере проектирования объектов электроэнергетики касательно перехода к цифровым моделям проектируемых и существующих объектов.

Информационная модель - это согласованная, многомерная, взаимосвязанная и скоординированная числовая информация о каком-либо объекте строительства, поддающаяся расчетам и анализу и имеющая геометрическую привязку.

Особенность такого подхода заключается в том, что создаваемый объект проектируется как единое целое: редактирование какого-либо из его параметров приводит к автоматическому изменению связанных с ним параметров.

Для осуществления цифрового моделирования может быть использована программа AutoCad Revit. В её расширениях можно осуществлять программирование на Python для автоматизации проектирования объектов электроэнергетики. Для этих целей в Autocad Revit есть возможность создавать библиотеки Python, содержащие списки оборудования для установки.

1 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Рассматриваемая подстанция относится к транзитным. На рис. 1.1 и 1.2 изображены варианты структурных схем подстанции.

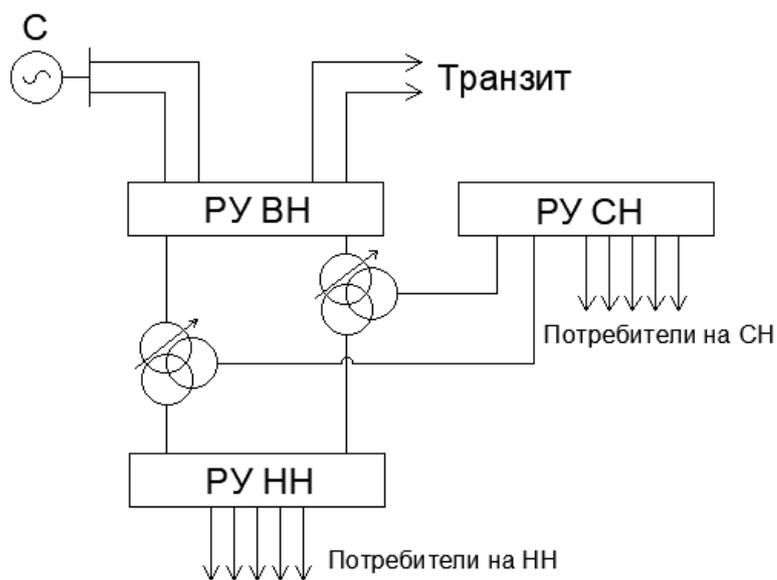


Рисунок 1.1 – Вариант №1 схемы проектируемой ПС

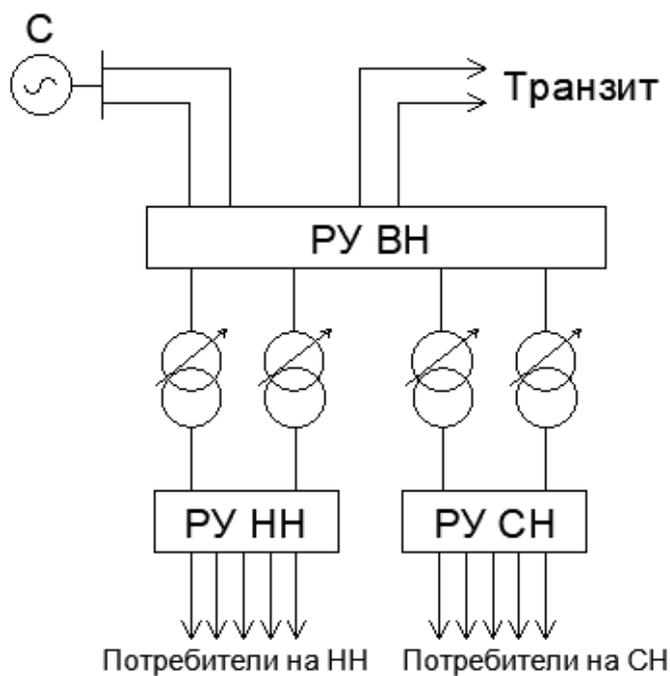


Рисунок 1.2 - Вариант №2 схемы проектируемой ПС

2 ВЫБОР ЛЭП 110 КВ

Проектируемая ПС должны быть связана с энергосистемой посредством двух линий 110 кВ длиной 32 км. Длина транзитных линий составляет 28 км согласно заданию.

Расчётный ток линии принимается равным максимальному в соответствии с [8]:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

где S – максимальная полная мощность, передаваемая по линии, МВА;
 U – номинальное напряжение, кВ.

Расчётный ток линий от энергосистемы до ПС:

$$I_{p\text{ПС}} = \frac{0,5 \cdot (56,1 + 23,9) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,95 \text{ А.}$$

Расчётный ток транзитных линий:

$$I_{p\text{ТРАНЗ}} = \frac{0,5 \cdot 23,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62,72 \text{ А.}$$

Согласно требованиям ПУЭ, экономическая плотность тока [8]:

$$j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

Расчётные сечения линий:

$$A_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}};$$

$$A_{\text{расчПС}} = \frac{209,95}{1} = 190,86 \text{ мм}^2;$$

$$A_{\text{расчТРАНЗ}} = \frac{62,72}{1} = 62,72 \text{ мм}^2.$$

Предварительно принимаем к установке провода АС 185/29 и АС 70/11 соответственно.

Проверка по длительно допустимым токам:

$$I_{\text{дд}} \geq I_{\text{авар}},$$

где $I_{\text{авар}}$ – ток в случае отключения одной из линий;

$$I_{\text{ддАС185}} = 510 \text{ А};$$

$$I_{\text{ддАС120}} = 265 \text{ А};$$

$$I_{\text{аварПС}} = \frac{(56,1 + 23,9) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 420 \text{ А};$$

$$I_{\text{аварТРАНЗИТ}} = \frac{23,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 125 \text{ А};$$

$$510 \text{ А} > 420 \text{ А};$$

$$265 \text{ А} > 125 \text{ А}.$$

Провода выбранной марки соответствуют заданным условиям и окончательно принимаются к установке.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На понижающей ПС с высшим напряжением 110 кВ должны быть установлены трансформаторы для питания потребителей II и III категории.

Данные о нагрузке подстанции в систематическом режиме приведены в таблице 3.1. Эквивалентная температура охлаждающей среды в зимний период равна $\Theta_{\text{охл.зима}} = -20^{\circ}\text{C}$, в летний период $\Theta_{\text{охл.лето}} = 20^{\circ}\text{C}$ (г. Новосибирск). Графики нагрузки потребителей на сторонах 35 кВ и 10 кВ представлены на рис. 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Данные о нагрузке потребителей в систематическом режиме

Время, ч	Параметры нагрузки трансформатора					
	СН			НН		
	$P_{\text{нагр, МВт}}$	$Q_{\text{нагр, МВАр}}$	$S_{\text{нагр, МВА}}$	$P_{\text{нагр, МВт}}$	$Q_{\text{нагр, МВАр}}$	$S_{\text{нагр, МВА}}$
1	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
2	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
3	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
4	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
5	9,60	7,20	12,00	9,28	6,96	11,60
6	9,60	7,20	12,00	9,28	6,96	11,60
7	12,00	9,00	15,00	11,60	8,70	14,50
8	12,00	9,00	15,00	11,60	8,70	14,50
9	16,80	12,60	21,00	20,88	15,66	26,10
10	19,20	14,40	24,00	20,88	15,66	26,10
11	20,40	15,30	25,50	23,20	17,40	29,00
12	20,40	15,30	25,50	23,20	17,40	29,00
13	21,60	16,20	27,00	20,88	15,66	26,10
14	20,40	15,30	25,50	20,88	15,66	26,10
15	20,40	15,30	25,50	20,88	15,66	26,10
16	21,60	16,20	27,00	18,56	13,92	23,20
17	24,00	18,00	30,00	20,88	15,66	26,10
18	24,00	18,00	30,00	20,88	15,66	26,10
19	16,80	12,60	21,00	13,92	10,44	17,40
20	14,40	10,80	18,00	13,92	10,44	17,40
21	7,20	5,40	9,00	6,96	5,22	8,70
22	7,20	5,40	9,00	6,96	5,22	8,70
23	4,80	3,60	6,00	4,64	3,48	5,80
24	4,80	3,60	6,00	4,64	3,48	5,80

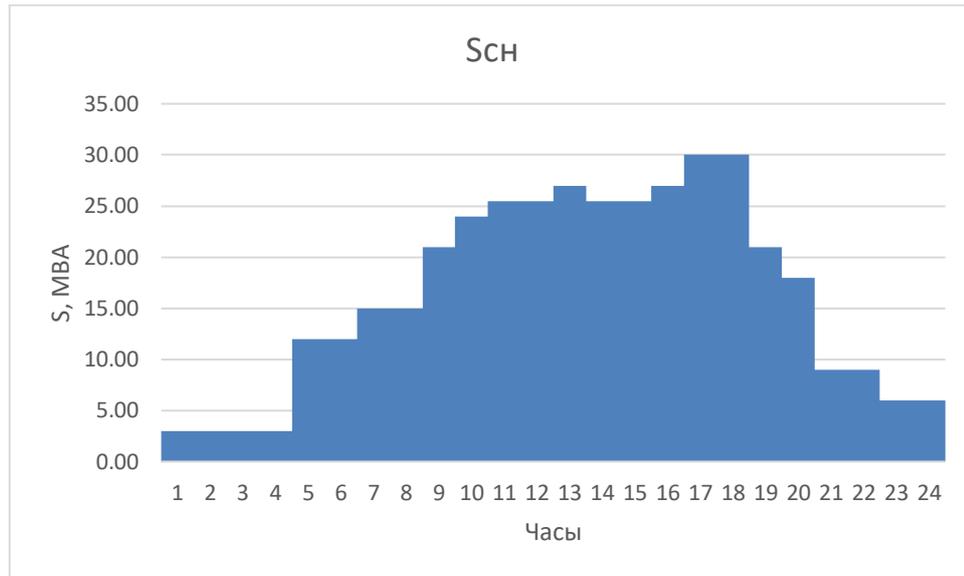


Рисунок 3.1 – График нагрузки СН

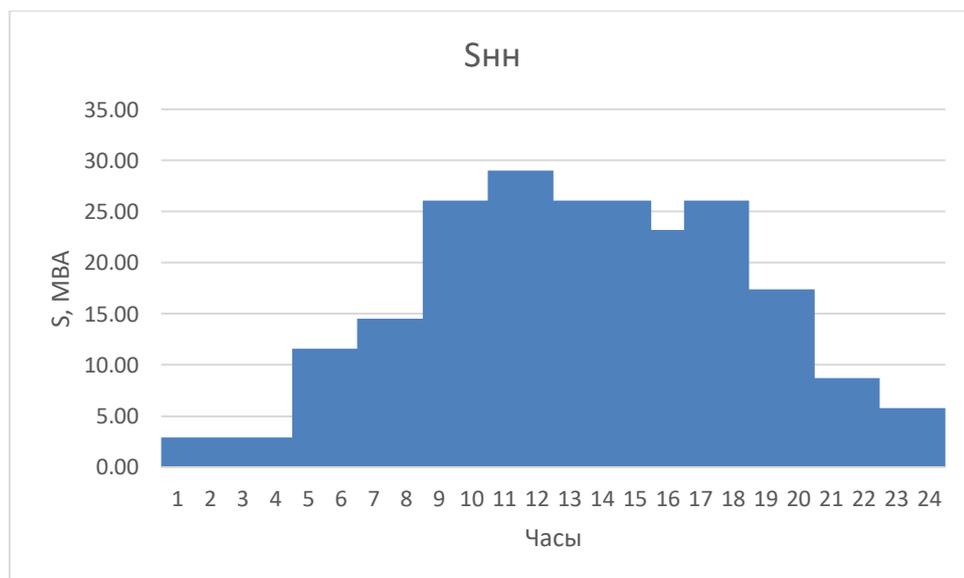


Рисунок 3.2 – График нагрузки НН

Работа подстанции в случае аварийного или планового отключения одного из трансформаторов требует отключения 70 % потребителей III категории с 9.00 до 18.00. Предполагается, что все отключаемые потребители относятся к стороне 10 кВ.

Данные о нагрузке подстанции в аварийном режиме приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Данные о нагрузке потребителей в аварийном режиме зимой и при ремонте одного из трансформаторов в летнее время без учёта снижения нагрузки в летнее время.

Время, ч	Параметры нагрузки трансформатора					
	СН			НН		
	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, МВАр	$S_{\text{нагр}}$, МВА	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, МВАр	$S_{\text{нагр}}$, МВА
1	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
2	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
3	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
4	2,40	1,80	3,00	2,32	1,74	2,90
5	9,60	7,20	12,00	9,28	6,96	11,60
6	9,60	7,20	12,00	9,28	6,96	11,60
7	12,00	9,00	15,00	11,60	8,70	14,50
8	12,00	9,00	15,00	11,60	8,70	14,50
9	16,80	12,60	21,00	20,88	15,66	26,10
10	19,20	14,40	24,00	20,88	15,66	26,10
11	20,40	15,30	25,50	23,20	17,40	29,00
12	20,40	15,30	25,50	23,20	17,40	29,00
13	21,60	16,20	27,00	20,88	15,66	26,10
14	20,40	15,30	25,50	20,88	15,66	26,10
15	20,40	15,30	25,50	20,88	15,66	26,10
16	21,60	16,20	27,00	18,56	13,92	23,20
17	24,00	18,00	30,00	20,88	15,66	26,10
18	24,00	18,00	30,00	20,88	15,66	26,10
19	16,80	12,60	21,00	13,92	10,44	17,40
20	14,40	10,80	18,00	13,92	10,44	17,40
21	7,20	5,40	9,00	6,96	5,22	8,70
22	7,20	5,40	9,00	6,96	5,22	8,70
23	4,80	3,60	6,00	4,64	3,48	5,80
24	4,80	3,60	6,00	4,64	3,48	5,80

Графики нагрузки потребителей на 35 и 10 кВ представлены на рис. 3.3 и 3.4.

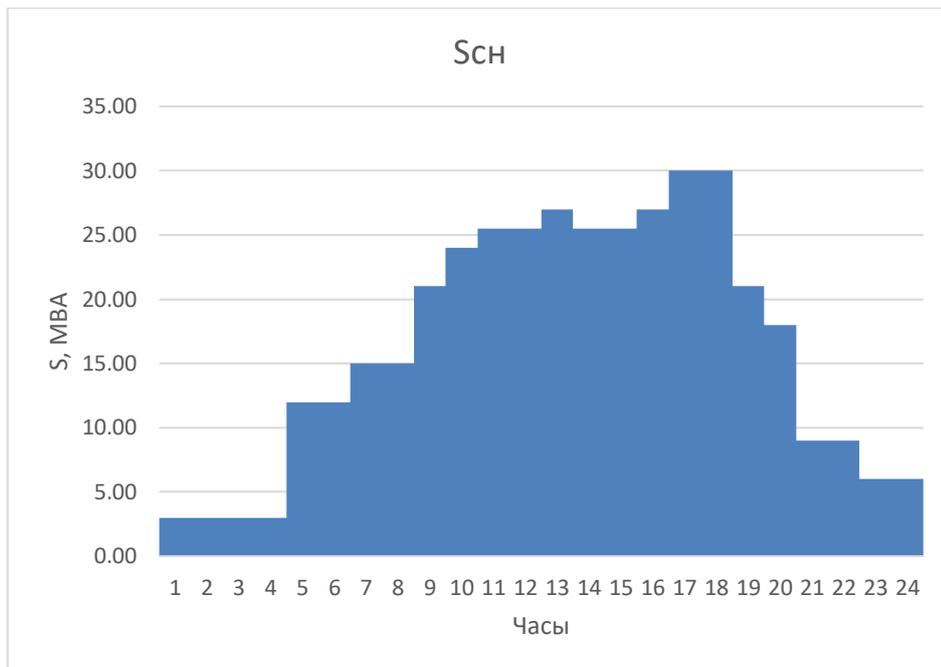


Рисунок 3.3 – График нагрузки СН в аварийном режиме

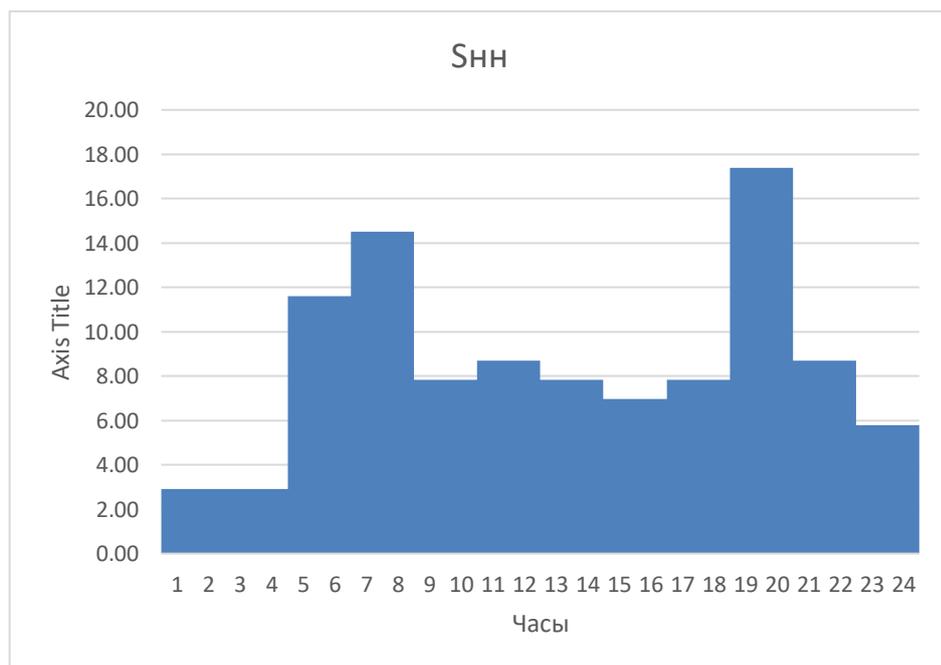


Рисунок 3.4 – График нагрузки НН в аварийном режиме

Выбор трансформаторов производится согласно требованиям ГОСТ 14209-85 [7].

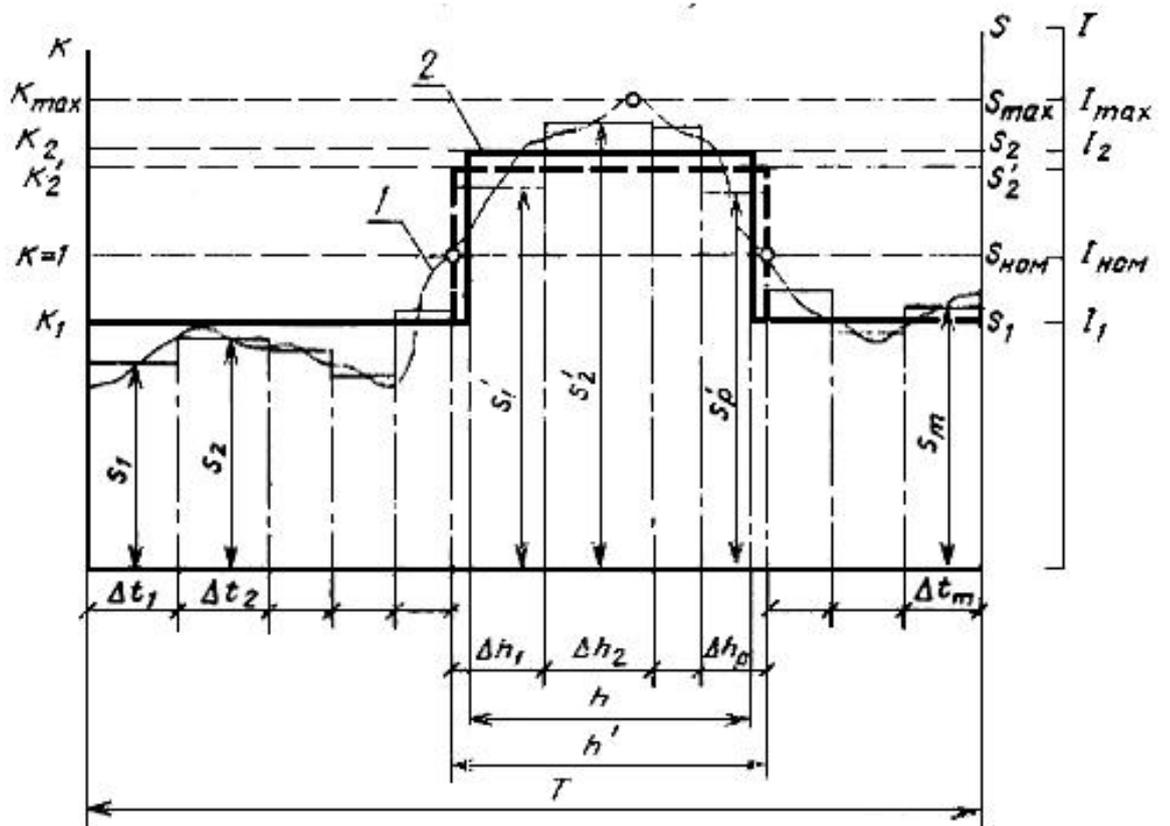


Рисунок 3.5 – Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный график

Необходимо выбрать произвольно номинальную мощность трансформатора ($S_{ном}$) по графику нагрузки и проверить её соответствие перегрузочной способности трансформатора.

Минимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки (рис. 3.5):

$$S_{эквmin} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i}}. \quad (3.1)$$

Максимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки (рис. 3.5):

$$S_{\text{ЭКВmax}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^p S_i^2 \Delta h_i}{\sum_{i=1}^p \Delta h_i}}. \quad (3.2)$$

Начальная нагрузка трансформатора:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i}}. \quad (3.3)$$

Длительность участка перегрузки на графике (рис. 3.5):

$$h' = \sum_{i=1}^p \Delta h_i. \quad (3.4)$$

Коэффициент перегрузки трансформатора:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^p S_i^2 \Delta h_i}{\sum_{i=1}^p \Delta h_i}}. \quad (3.5)$$

Максимальный коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (3.6)$$

где S_{max} – пик рассматриваемого графика нагрузки, МВА.

Необходимо проверить выполнение условия:

$$K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}. \quad (3.7)$$

Если условие выполняется, то коэффициент перегрузки и число часов перегрузки:

$$K_2 = K'_2; \quad h = h'.$$

В противном случае необходимо пересчитать число часов перегрузки трансформатора:

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{max};$$
$$h = \frac{K'_2{}^2 h'}{(0,9K_{max})^2}. \quad (3.8)$$

Далее необходимо сравнить полученный коэффициент перегрузки с нормированным по температуре.

Выбор мощности трансформатора основан на рассмотрении 4 различных режимов работы ПС:

1. работа двух трансформаторов в систематическом режиме в условиях летнего минимума нагрузки;
2. работа двух трансформаторов в систематическом режиме в условиях зимнего максимума нагрузки;
3. работа одного трансформатора в случае планового ремонта второго в режиме летнего минимума нагрузки;
4. работа одного трансформатора в случае аварийного отключения второго в режиме зимнего максимума нагрузки.

3.1 Вариант № 1 схемы проектируемой ПС

Мощность трёхобмоточных трансформаторов должна быть определена исходя из суммарного графика нагрузки сторон среднего и низкого напряжения с тем допущением, что нагрузка делится между

трансформаторами поровну. Также учитывается сезонное уменьшение нагрузки на 30 % в летнее время.

Данные о суммарной нагрузке потребителей в систематическом режиме в пересчёте на 1 трансформатор приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Данные о суммарной нагрузке потребителей в систематическом режиме в пересчёте на 1 трансформатор

Время, ч	Параметры нагрузки трансформатора на стороне ВН					
	Зимний период			Летний период		
	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВАр	$S_{нагр},$ МВА	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВАр	$S_{нагр},$ МВА
1	2,36	1,77	2,95	1,65	1,24	2,07
2	2,36	1,77	2,95	1,65	1,24	2,07
3	2,36	1,77	2,95	1,65	1,24	2,07
4	2,36	1,77	2,95	1,65	1,24	2,07
5	9,44	7,08	11,8	6,61	4,96	8,26
6	9,44	7,08	11,8	6,61	4,96	2,07
7	11,80	8,85	14,75	8,26	6,20	2,07
8	11,80	8,85	14,75	8,26	6,20	2,07
9	18,84	14,13	23,55	13,19	9,89	2,07
10	20,04	15,03	25,05	14,03	10,52	8,26
11	21,80	16,35	27,25	15,26	11,45	8,26
12	21,80	16,35	27,25	15,26	11,45	10,33
13	21,24	15,93	26,55	14,87	11,15	10,33
14	20,64	15,48	25,8	14,45	10,84	16,49
15	20,64	15,48	25,8	14,45	10,84	17,54
16	20,08	15,06	25,1	14,06	10,54	19,08
17	22,44	16,83	28,05	15,71	11,78	19,08
18	22,44	16,83	28,05	15,71	11,78	18,59
19	15,36	11,52	19,2	10,75	8,06	18,06
20	14,16	10,62	17,7	9,91	7,43	18,06
21	7,08	5,31	8,85	4,96	3,72	17,57
22	7,08	5,31	8,85	4,96	3,72	19,64
23	4,72	3,54	5,9	3,30	2,48	19,64
24	4,72	3,54	5,9	3,30	2,48	13,44

На рис. 3.1.1 и 3.1.2 представлены графики нагрузки обмоток ВН трансформаторов в систематическом режиме в летнее и зимнее время соответственно.

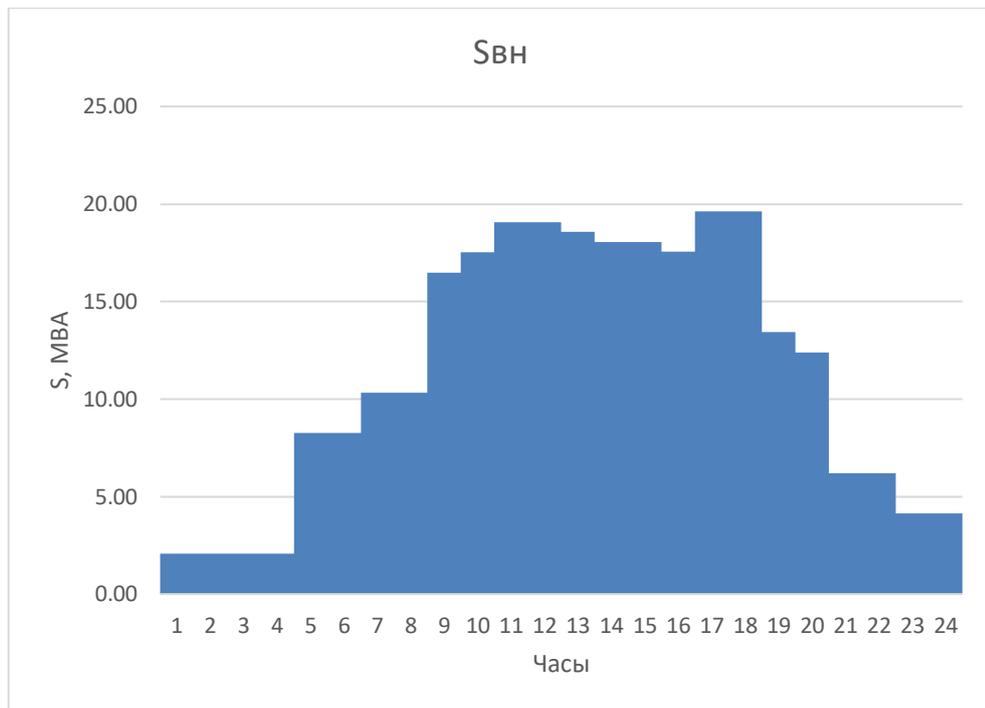


Рисунок 3.1.1 – График нагрузки, приходящейся на 1 трансформатор в летнее время в систематическом режиме

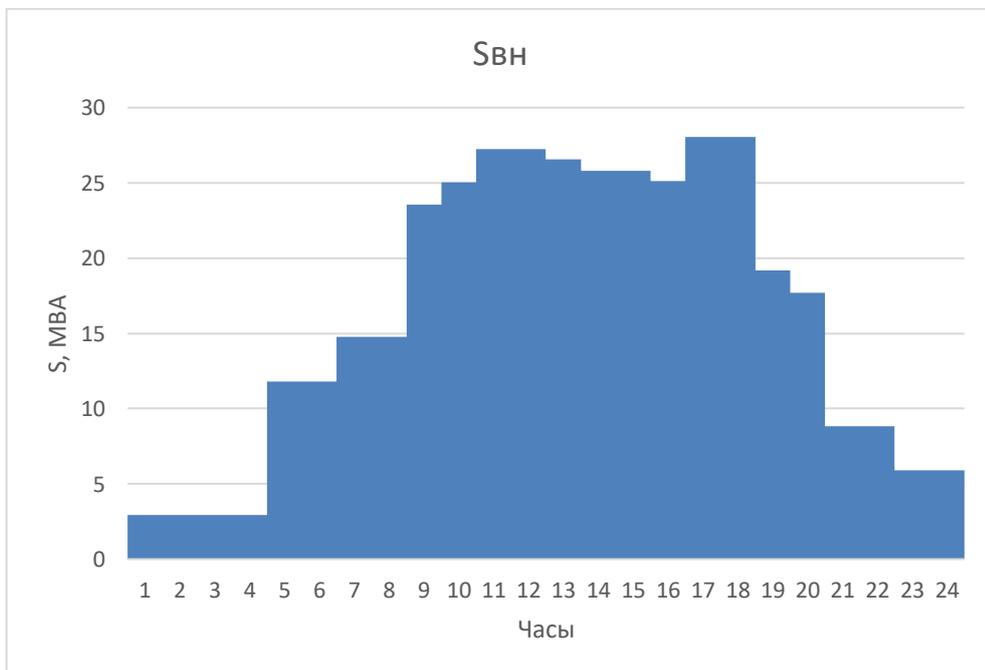


Рисунок 3.1.2 – График нагрузки, приходящейся на 1 трансформатор в зимнее время в систематическом режиме

Данные о суммарной нагрузке потребителей в аварийном режиме в пересчёте на 1 трансформатор приведены в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Данные о нагрузке потребителей в аварийном режиме зимой и при ремонте одного из трансформаторов в летнее время

Время, ч	Параметры нагрузки трансформатора на стороне ВН					
	Зимний период (аварийное отключение одного трансформатора)			Летний период (вывод одного трансформатора в ремонт)		
	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВАр	$S_{нагр},$ МВА	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВАр	$S_{нагр},$ МВА
1	3,92	3,38	5,90	2,74	2,36	4,13
2	3,92	3,38	5,90	2,74	2,36	4,13
3	3,92	3,38	5,90	2,74	2,36	4,13
4	3,92	3,38	5,90	2,74	2,36	4,13
5	15,68	13,50	23,60	10,98	9,45	16,52
6	15,68	13,50	23,60	10,98	9,45	16,52
7	19,60	16,88	29,50	13,72	11,81	20,65
8	19,60	16,88	29,50	13,72	11,81	20,65
9	17,46	14,27	28,83	12,22	9,99	20,18
10	19,06	15,47	31,83	13,34	10,83	22,28
11	20,56	16,73	34,20	14,39	11,71	23,94
12	20,56	16,73	34,20	14,39	11,71	23,94
13	20,66	16,67	34,83	14,46	11,67	24,38
14	19,86	16,07	33,33	13,90	11,25	23,33
15	19,17	15,42	32,46	13,42	10,79	22,72
16	19,97	16,02	33,96	13,98	11,21	23,77
17	22,26	17,87	37,83	15,58	12,51	26,48
18	22,26	17,87	37,83	15,58	12,51	26,48
19	25,12	21,45	38,40	17,58	15,02	26,88
20	23,52	20,25	35,40	16,46	14,18	24,78
21	11,76	10,13	17,70	8,23	7,09	12,39
22	11,76	10,13	17,70	8,23	7,09	12,39
23	7,84	6,75	11,80	5,49	4,73	8,26
24	7,84	6,75	11,80	5,49	4,73	8,26

На рис. 3.1.3 и 3.1.4 представлены графики нагрузки обмоток ВН трансформаторов в аварийном режиме в летнее и зимнее время соответственно.

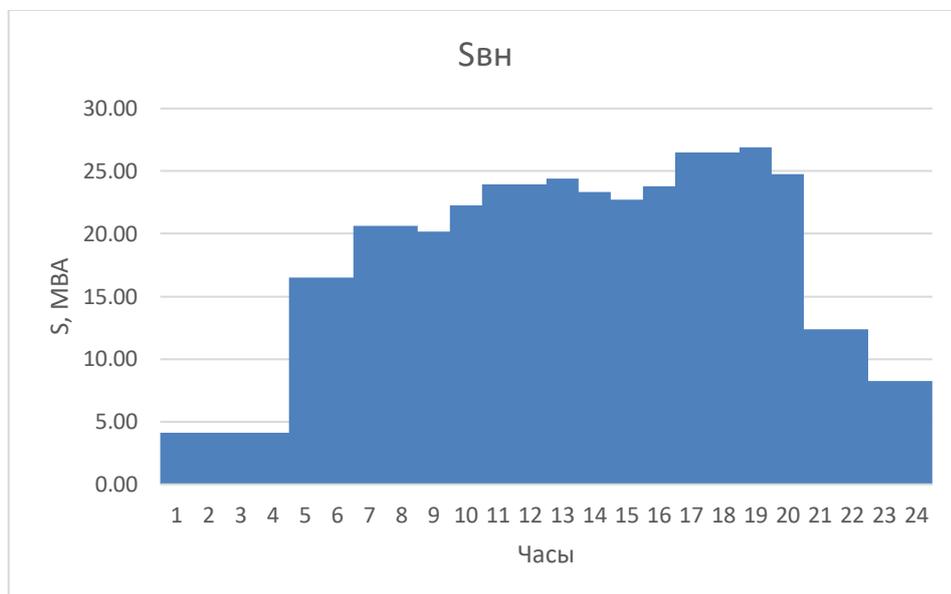


Рисунок 3.1.3 – График нагрузки, приходящейся на 1 трансформатор в летнее время при выводе в ремонт одного из трансформаторов

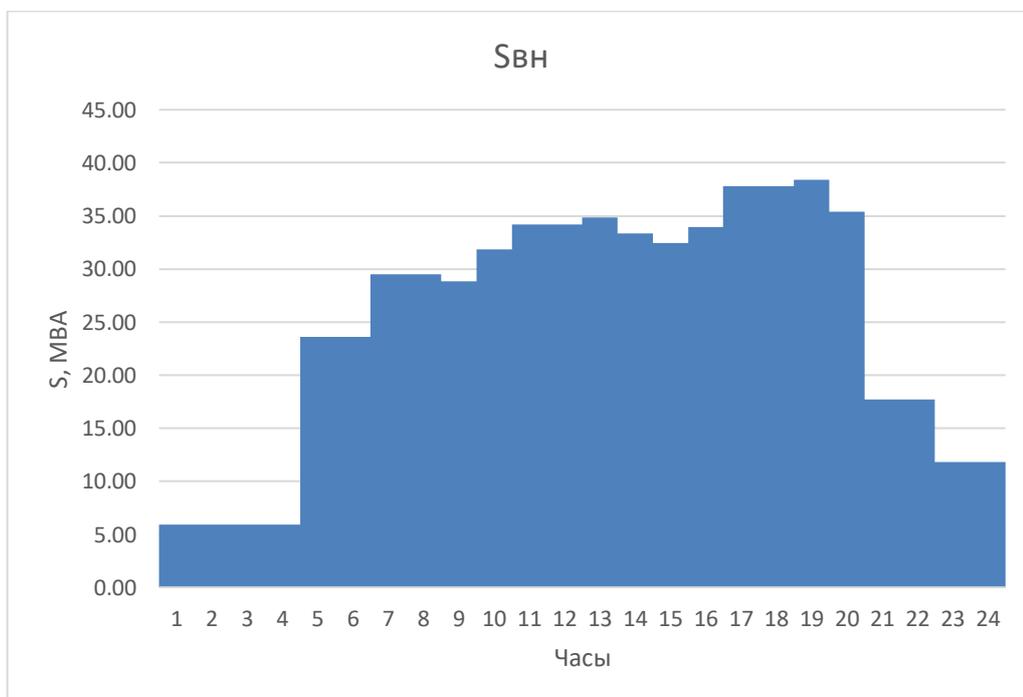


Рисунок 3.1.4 – График нагрузки, приходящейся на 1 трансформатор в зимнее время при аварийном отключении одного трансформатора

Режим №1 (рис. 3.1.5):

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.1):

$$\begin{aligned} S_{\text{эквmin}} &= \\ &= \frac{2 \cdot (2,07^2 + 2,07^2 + 8,26^2 + 10,33^2 + 6,2^2 + 4,13^2) + 13,44^2 + 12,39^2}{14} = \\ &= 7,61 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Максимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.2):

$$\begin{aligned} S_{\text{эквmax}} &= \\ &= \frac{2 \cdot (19,08^2 + 18,06^2 + 19,64^2) + 16,49^2 + 17,54^2 + 18,59^2 + 17,57^2}{10} = \\ &= 18,4 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

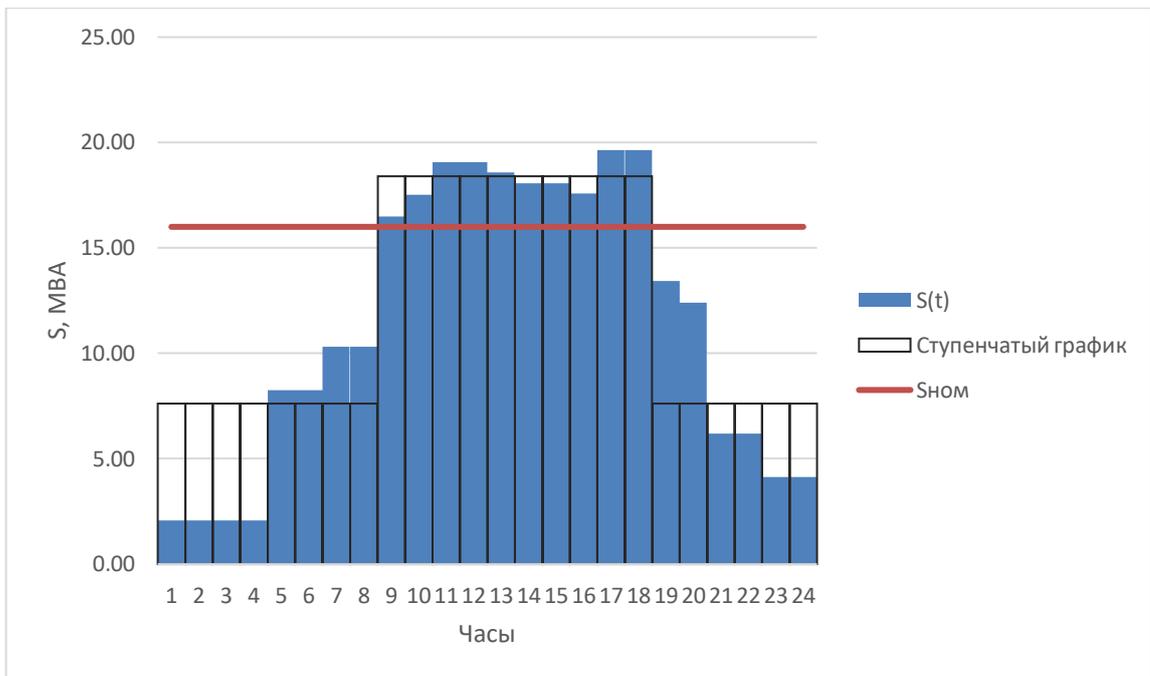


Рисунок 3.1.5 – Преобразования графика нагрузки для систематического режима работы в летнее время

Начальная нагрузка трансформатора по формуле (3.3):

$$K_1 = \frac{7,61}{16} = 0,476.$$

Длительность участка перегрузки на графике по формуле (3.4):

$$h' = 10 \text{ ч.}$$

Коэффициент перегрузки трансформатора по формуле (3.5):

$$K'_2 = \frac{18,4}{16} = 1,15.$$

Максимальный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (3.6):

$$K_{max} = \frac{19,64}{16} = 1,227.$$

Условие (3.7):

$$1,15 \geq 0,9 \cdot 1,227 = 1,1.$$

Условие выполняется:

$$K_2 = K'_2 = 1,15; \quad h = h' = 10 \text{ ч.}$$

Допустимый коэффициент перегрузки [7]:

$$K_{2\text{доп}} = 1,135;$$

$$K_2 > K_{2\text{доп}}.$$

Трансформатор мощностью 16 МВА не проходит по условию допустимой перегрузки.

Следовательно, по режиму работы №1 необходимо выбирать трансформатор большей номинальной мощности (25 МВА).

Режим №2 (рис. 3.1.6):

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном} = 25 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.1):

$$S_{\text{эквmin}} = \frac{2 \cdot (2,95^2 + 2,95^2 + 11,8^2 + 14,75^2 + 8,85^2 + 5,9^2) + 19,2^2 + 17,7^2 + 23,55^2}{15} = 12,14 \text{ МВА.}$$

Максимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.2):

$$S_{\text{эквmax}} = \frac{2 \cdot (27,25^2 + 25,8^2 + 28,05^2) + 25,05^2 + 26,55^2 + 25,1^2}{9} = 26,57 \text{ МВА.}$$

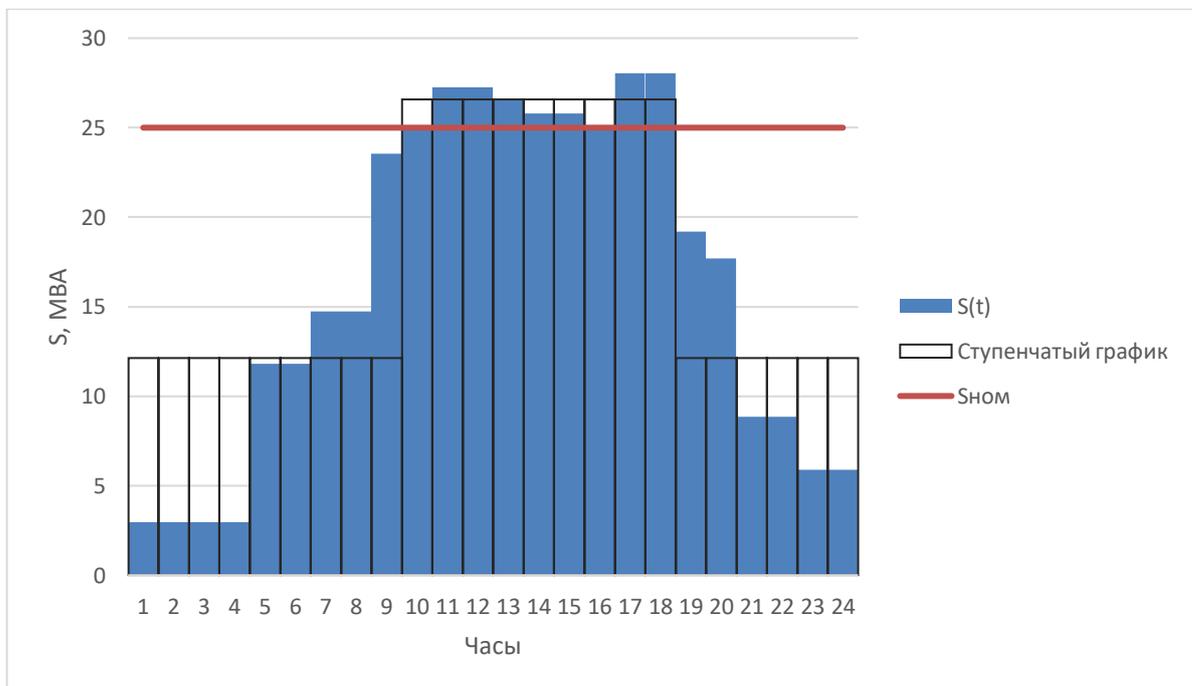


Рисунок 3.1.6 – Преобразования графика нагрузки для систематического режима работы в зимнее время

Начальная нагрузка трансформатора по формуле (3.3):

$$K_1 = \frac{12,14}{25} = 0,49.$$

Длительность участка перегрузки на графике по формуле (3.4):

$$h' = 9 \text{ ч.}$$

Коэффициент перегрузки трансформатора по формуле (3.5):

$$K'_2 = \frac{26,57}{25} = 1,06.$$

Максимальный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (3.6):

$$K_{max} = \frac{28,05}{25} = 1,12.$$

Условие (3.7):

$$1,06 \geq 0,9 \cdot 1,12 = 1,01.$$

Условие выполняется:

$$K_2 = K'_2 = 1,06; \quad h = h' = 9 \text{ ч.}$$

Допустимый коэффициент перегрузки [7]:

$$K_{2\text{доп}} = 1,435;$$

$$K_2 > K_{2\text{доп}}.$$

Трансформатор мощностью 25 МВА проходит по всем условиям для данного режима.

Режим №3 (рис. 3.1.7):

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.1):

$$\begin{aligned} S_{\text{эквmin}} &= \\ &= \frac{2 \cdot (2 \cdot 4,13^2 + 16,52^2 + 20,65^2 + 23,94^2 + 12,39^2 + 8,26^2) + 20,18^2}{15} \\ &+ \frac{22,28^2 + 24,38^2 + 23,33^2 + 22,72^2 + 23,77^2 + 24,78^2}{21} = 17,99 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Максимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.2):

$$S_{\text{эквmax}} = \frac{2 \cdot 26,48^2 + 26,88^2}{3} = 26,61 \text{ МВА.}$$

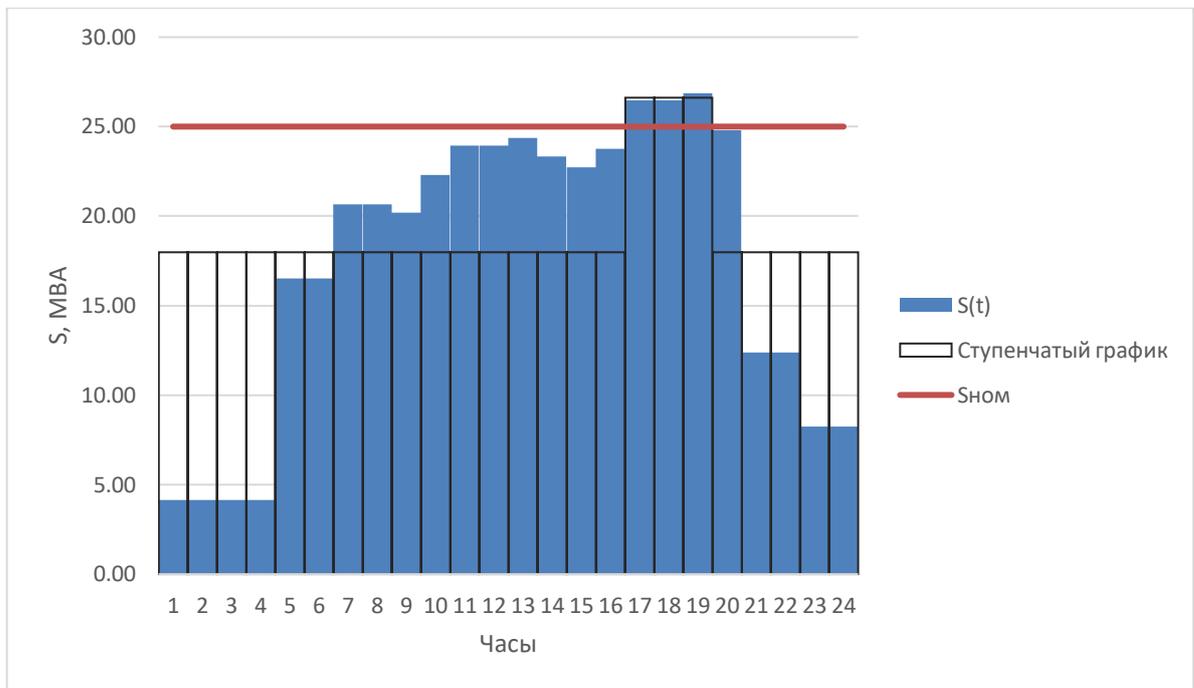


Рисунок 3.1.7 – Преобразования графика нагрузки для режима работы в случае ремонта одного из трансформаторов в летнее время

Начальная нагрузка трансформатора по формуле (3.3):

$$K_1 = \frac{17,99}{25} = 0,72.$$

Длительность участка перегрузки на графике по формуле (3.4):

$$h' = 3 \text{ ч.}$$

Коэффициент перегрузки трансформатора по формуле (3.5):

$$K'_2 = \frac{26,61}{25} = 1,065.$$

Максимальный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (3.6):

$$K_{max} = \frac{26,88}{25} = 1,075.$$

Условие (3.7):

$$1,065 \geq 0,9 \cdot 1,075 = 0,97.$$

Условие выполняется:

$$K_2 = K'_2 = 1,065; h = h' = 3 \text{ ч.}$$

Допустимый коэффициент перегрузки [7]:

$$K_{2\text{доп}} = 1,6;$$

$$K_2 > K_{2\text{доп}}.$$

Трансформатор мощностью 25 МВА проходит по всем условиям для данного режима.

Режим №4 (рис. 3.1.8):

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном} = 25 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.1):

$$S_{эквmin} = \frac{2 \cdot (2 \cdot 5,9^2 + 23,6^2 + 17,7^2 + 11,8^2)}{10} = 14,69 \text{ МВА.}$$

Максимальная мощность эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки по формуле (3.2):

$$S_{\text{эквmax}} = \frac{2 \cdot (29,5^2 + 34,2^2 + 37,83^2) + 28,83^2 + 31,83^2 + 34,83^2 + 33,33^2}{14} + \frac{32,46^2 + 33,96^2 + 38,4^2 + 35,4^2}{14} = 33,85 \text{ МВА.}$$

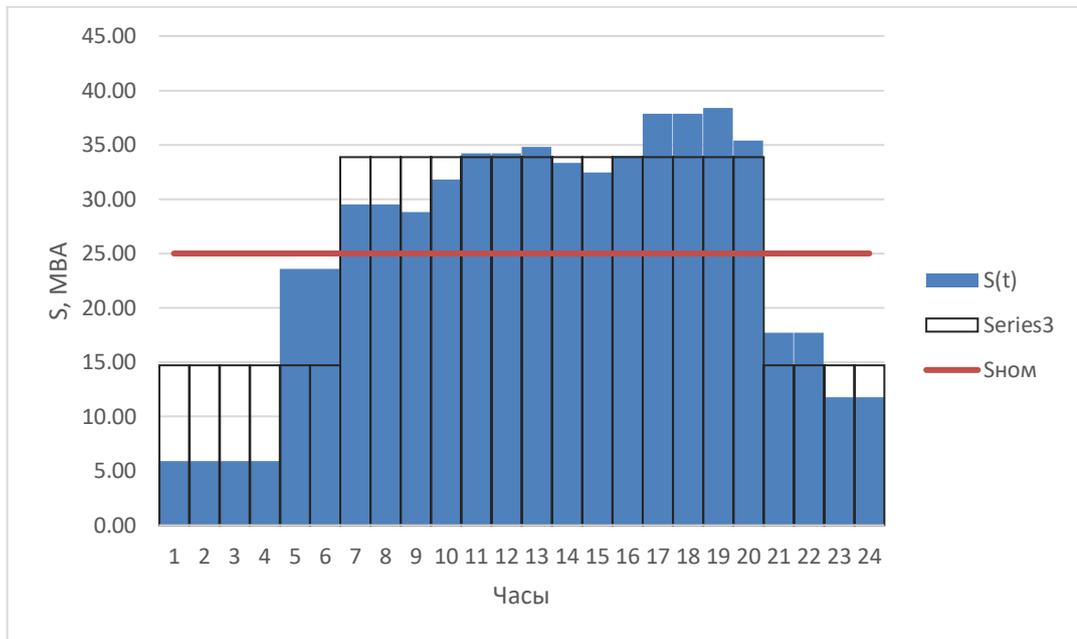


Рисунок 3.1.8 – Преобразования графика нагрузки для режима работы в случае аварийного отключения одного из трансформаторов в зимнее время

Начальная нагрузка трансформатора по формуле (3.3):

$$K_1 = \frac{14,69}{25} = 0,59.$$

Длительность участка перегрузки на графике по формуле (3.4):

$$h' = 14 \text{ ч.}$$

Коэффициент перегрузки трансформатора по формуле (3.5):

$$K'_2 = \frac{33,85}{25} = 1,354.$$

Максимальный коэффициент загрузки трансформатора по формуле (3.6):

$$K_{max} = \frac{38,4}{25} = 1,536.$$

Условие (3.7):

$$1,354 \geq 0,9 \cdot 1,536 = 1,382.$$

Условие не выполняется:

$$K_2 = 0,9 \cdot 1,536 = 1,382.$$

По формуле (3.8):

$$h = \frac{1,354^2 \cdot 14}{(0,9 \cdot 1,536)^2} = 13,43 \text{ ч.}$$

Допустимый коэффициент перегрузки [7]:

$$K_{2\text{доп}} = 1,6;$$

$$K_2 > K_{2\text{доп}}.$$

Трансформатор мощностью 25 МВА проходит по всем условиям для данного режима.

Исходя из анализа вышеописанных режимов, принимаем к установке трансформаторы ТДТН-25000/110 (табл. 3.1.3).

Таблица 3.1.3 – Параметры выбранных трёхобмоточных трансформаторов [19]

S_{НОМ}, МВА	25	P_{кз}, кВт	130
U_{ВН}, кВ	115	I_{хх}, %	0,3
U_{СН}, кВ	38,5	U_{квн-сн}, %	10,5
U_{НН}, кВ	11	U_{квн-нн}, %	17,5
P_{хх}, кВт	21	U_{кнн-сн}, %	6,5
Схема соединения обмоток	Y _н /Y _н /D-0-11		

3.2 Вариант № 2 схемы проектируемой ПС

Мощность двухобмоточных трансформаторов должна быть определена исходя из графиков нагрузки сторон среднего и низкого напряжения с тем допущением, что нагрузка делится между трансформаторами с одинаковым коэффициентом трансформации поровну. Также учитывается сезонное уменьшение нагрузки на 30 % в летнее время.

После аналогичных вычислений получаем:

- трансформатор 110/35 кВ – 16 МВА;
- трансформатор 110/10 кВ – 10 МВА.

Исходя из анализа вышеописанных режимов, принимаем к установке трансформаторы ТДН-16000/110 и ТДН-10000/110. Параметры выбранных трансформаторов представлены в табл. 3.2.1 и 3.2.2.

Таблица 3.2.1 – Параметры выбранных трансформаторов 110/35 кВ [19]

S_{НОМ}, МВА	16	P_{кз}, кВт	85
U_{ВН}, кВ	115	I_{хх}, %	0,7
U_{НН}, кВ	38,5	U_к, %	10,5
P_{хх}, кВт	18	Схема соединения обмоток	Y _н /D-11

Таблица 3.2.2 – Параметры выбранных трансформаторов 110/10 кВ [19]

S_{НОМ}, МВА	10	P_{кз}, кВт	56
U_{ВН}, кВ	115	I_{хх}, %	0,3
U_{НН}, кВ	10,5	U_к, %	10,5
P_{хх}, кВт	10	Схема соединения обмоток	Y _н /D-11

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Предполагается сравнение двух вариантов проектируемой ПС с точки зрения величины их ЧДД.

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \left(\text{Э}_t - (\text{К}_t + \text{И}_t + \text{И}_\phi) \right) \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (4.1)$$

где Э_t – стоимость электроэнергии, отпущенной с шин ПС за 1 год, тыс. р.;

К_t – капиталовложения, тыс. р.;

И_t – общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учёта затрат на амортизацию, тыс. р.;

$\text{И}_\phi = 0$ – финансовые издержки, равные выплатам процентов по кредитам, облигациям и др. по годам расчётного периода, тыс. р.;

$E = 0,15$ – ставка дисконтирования;

T – минимальный срок службы;

t – номер расчётного года;

i – номер варианта структурной схемы.

Показатели стоимости ячеек выключателей и трансформаторов для определения значения капиталовложений К учитываются в ценах 2020 г.

Индекс изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2020 года равен 8,12 [4].

Капиталовложения при расчёте ЧДД учитываются единовременно в первый год строительства и эксплуатации.

Показатели надёжности двух рассматриваемых схем принимаются одинаковыми.

Годовые издержки:

$$\text{И}_t = \text{И}_0 + \text{И}_{\text{пот}}, \quad (4.2)$$

где $I_0 = bK$ – издержки на обслуживание и ремонт, р;

$I_{\text{пот}} = \beta \Delta W$ – издержки на потери, р;

$b = 3,7 \%$ – норма отчислений на обслуживание [13];

$\beta = 1,07$ – удельные затраты на возмещение потерь, руб/кВт·ч [13];

ΔW – годовые потери электроэнергии, кВт·ч.

Стоимость передачи и распределения электроэнергии T :

- 35 кВ – 1,53614 р/кВт·ч;
- 10 кВ – 1,58062 р/кВт·ч.

Стоимость отпущенной электроэнергии с шин за первый год строительства и эксплуатации составляет 50 % от стоимости электроэнергии, которая будет отпущена ежегодно в последующие года:

$$C_{\text{э/э}} = \left(\sum_{t(\text{лето})=1}^{24} P_{t35\text{лето}} \cdot t + \sum_{t(\text{зима})=1}^{24} P_{t35\text{зима}} \cdot t \right) \cdot T_{35} + \left(\sum_{t(\text{лето})=1}^{24} P_{t10\text{лето}} \cdot t + \sum_{t(\text{зима})=1}^{24} P_{t10\text{зима}} \cdot t \right) \cdot T_{10} \cdot \frac{30 \cdot 6}{2},$$

где $P_{t\text{лето}}$ – мощность, потребляемая в течение 1 часа (летний график), МВт;

$P_{t\text{зима}}$ – мощность, потребляемая в течение 1 часа (зимний график), МВт;

$t = 1$ ч;

$$C_{\text{э/э}1} = 184755,62 \text{ тыс. р. ;}$$

$$C_{\text{э/э}2-30} = 369511,24 \text{ тыс. р.}$$

Значение τ определяется по приведённой кривой в функции параметра T_{max} – продолжительности использования максимальной нагрузки в течение года.

Значение T_{max} принимаем равным 7500 часов в соответствии с требованиями [13].

Время наибольших потерь:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{7500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 6692 \text{ ч.}$$

4.1 Вариант № 1 схемы проектируемой ПС

В табл. 4.1.1 указана стоимость (2020 г.) для двух трансформаторов с учётом индекса сметной стоимости строительства на 2-й квартал 2020 г. Стоимость рассчитывается путём умножения цены на количество объектов и на поправочный коэффициент 8,12 [4].

Таблица 4.1.1 – Расчёт капиталовложений для 1 варианта схемы в соответствии с [14]

Электроустановка	Кол-во, шт	Цена 2001 г., тыс. р.	Цена 2020 г., тыс. р.	Стоимость 2020 г., тыс. р.
Трансформатор 110/35/НН (25 МВА)	2	7708	62589	125178

Годовые потери энергии в группе из n параллельно работающих трёхфазных 3-обмоточных трансформаторов и автотрансформаторов (потери короткого замыкания обмоток 3-обмоточного трансформатора принимается равной половине паспортного значения):

$$\Delta W = n \left(P_{xx} \cdot t + P_{кз,В} \frac{S_{max,В}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_B + P_{кз,С} \frac{S_{max,С}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_C + P_{кз,Н} \frac{S_{max,Н}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_H \right),$$

где n – число трансформаторов;

P_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$P_{кз,В}$ – потери КЗ обмотки ВН, кВт;

$P_{кз,С}$ – потери КЗ обмотки СН, кВт;

$P_{кз,Н}$ – потери КЗ обмотки НН, кВт;

$t = 8760$ – число часов работы трансформатора, ч;

τ_B – время потерь на стороне ВН, ч;

τ_C – время потерь на стороне СН, ч;

τ_H – время потерь на стороне НН, ч;

$$\begin{aligned}\Delta W &= n \left(P_{xx} \cdot t + P_{кз,В} \frac{S_{max,В}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_B + P_{кз,С} \frac{S_{max,С}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_C + P_{кз,Н} \frac{S_{max,Н}^2}{S_{НОМ}^2} \tau_H \right) = \\ &= 2 \left(21 \cdot 8760 + 65 \frac{28,05^2}{25^2} \cdot 6692 + 65 \frac{28,05^2}{25^2} \cdot 6692 \right. \\ &\quad \left. + 65 \frac{28,05^2}{25^2} \cdot 6692 \right) = 2068825,44 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

Годовые издержки по формуле (4.2):

$$\begin{aligned}И_i &= bK + \beta \Delta W = \frac{3,7}{100} \cdot 125177,92 + 1,07 \cdot 10^{-3} \cdot 2068825,44 = \\ &= 6845,226 \text{ тыс. р}.\end{aligned}$$

В табл. 4.1.2 представлен расчёт ЧДД по формуле (4.1).

Таблица 4.1.2 – Расчёт ЧДД

Год	Э _t , тыс. р.	К _t , тыс. р.	И _t , тыс. р.	Доход, тыс. р.
1	184755,62	125177,92	6845,226	45854,33
2	369511,24	0		274227,61
3		0		238458,79
4		0		207355,47
5		0		180309,11
6		0		156790,53
7		0		136339,59

Продолжение таблицы 4.1.2

Год	Э _t , тыс. р.	К _t , тыс. р.	И _t , тыс. р.	Доход, тыс. р.
8		0		118556,16
9		0		103092,32
10		0		89645,49
11		0		77952,60
12		0		67784,87
13		0		58943,37
14		0		51255,10
15		0		44569,65
16		0		38756,22
17		0		33701,06
18		0		29305,27
19		0		25482,84
20		0		22158,99
21		0		19268,69
22		0		16755,38
23		0		14569,90
24		0		12669,48
25		0		11016,94
26		0		9579,94
27		0		8330,39
28		0		7243,81
29		0		6298,97
30		0		5477,36
			Σ	2111750,26

4.2 Вариант № 2 схемы проектируемой ПС

В табл. 4.2.1 указана стоимость (2020 г.) для двух объектов с учётом индекса сметной стоимости строительства на 2-й квартал 2020 г.

Стоимость рассчитывается путём умножения цены на количество объектов и на поправочный коэффициент 8,12 [4].

Таблица 4.2.1 – Расчёт капиталовложений для 2 варианта схемы [14]

Электроустановка	Кол-во, шт	Цена 2001 г., тыс. р.	Цена 2020 г., тыс. р.	Стоимость 2020 г., тыс. р.
Выключатель 110 кВ	2	6580	53429,6	106859,2

Продолжение таблицы 4.2.1

Электроустановка	Кол-во, шт	Цена 2001 г., тыс. р.	Цена 2020 г., тыс. р.	Стоимость 2020 г., тыс. р.
Трансформатор 110/НН 10 МВА	2	3854	31294,48	62588,96
Трансформатор 110/НН 16 МВА	2	5546	45033,52	90067,04
Итого				259515

Годовые потери энергии в группе из n параллельно работающих трёхфазных 2-обмоточных трансформаторов:

$$\Delta W_{35/10} = n \left(P_{xx} \cdot t + P_{кз,В} \frac{S_{max}^2}{S_{НОМ}^2} \tau \right),$$

где n – число трансформаторов;

P_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – потери КЗ трансформатора, кВт;

$t = 8760$ – число часов работы трансформатора, ч;

τ – время потерь, ч;

$$\begin{aligned} \Delta W_{35} &= n \left(P_{xx} \cdot t + P_{кз} \frac{S_{max}^2}{S_{НОМ}^2} \tau \right) = 2 \cdot \left(18 \cdot 8760 + 85 \frac{15^2}{16^2} \cdot 6692 \right) = \\ &= 1315172,232 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{10} &= n \left(P_{xx} \cdot t + P_{кз} \frac{S_{max}^2}{S_{НОМ}^2} \tau \right) = 2 \cdot \left(10 \cdot 8760 + 56 \frac{14,5^2}{10^2} \cdot 6692 \right) = \\ &= 1750927,079 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Годовые издержки по формуле (4.2):

$$\begin{aligned}
 I_i &= bK + \beta \Delta W = \\
 &= \frac{3,7}{100} \cdot 259515 + 1,07 \cdot 10^{-3} \cdot (1315172,232 + 1750927,079) \\
 &= 12882,789 \text{ тыс. р.}
 \end{aligned}$$

В табл. 4.2.2 представлен расчёт ЧДД по формуле (4.1).

Таблица 4.2.2 – Расчёт ЧДД

Год	Э _t , тыс. р.	К _t , тыс. р.	I _t , тыс. р.	Доход, тыс. р.
1	184755,62	259515	12882,789	-76210,75
2	369511,24	0		269662,35
3		0		234489,00
4		0		203903,48
5		0		177307,37
6		0		154180,32
7		0		134069,85
8		0		116582,47
9		0		101376,06
10		0		88153,10
11		0		76654,87
12		0		66656,41
13		0		57962,09
14		0		50401,82
15		0		43827,67
16		0		38111,02
17		0		33140,02
18		0		28817,40
19		0		25058,61
20		0		21790,10
21		0		18947,91
22		0		16476,44
23		0		14327,34
24		0		12458,56
25		0		10833,53
26		0		9420,46
27		0		8191,70
28		0		7123,22
29		0		6194,11
30		0		5386,18
Σ				1955292,722

В табл. 4.2.3 представлен результат расчёта ЧДД по 2-м вариантам схемы.

Таблица 4.2.3 – Сравнение ЧДД по вариантам схем

Вариант	ЧДД, тыс. р.
1	2111750,26
2	1955292,722
Δ , %	7,41

Принимается к дальнейшему рассмотрению схема (1) в соответствии с ЧДД.

5 СИСТЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ

На подстанциях имеется комплекс вспомогательного оборудования, обеспечивающего её бесперебойную и безаварийную работу:

- охлаждение основного оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и др.);
- обогрев, освещение и вентиляция помещений;
- питание зарядно-подзарядных устройств аккумуляторных батарей;
- обогрев ячеек комплектных распределительных устройств с аппаратурой релейной защиты и автоматики, средств измерений и выключателей;
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики и многое другое.

На подстанциях применяется одна ступень напряжения 380/220 В.

На всех подстанциях 35-750 кВ необходимо устанавливать не менее 2 трансформаторов собственных нужд (ТСН) [15].

Схемы с.н. ПС должны предусматривать присоединение ТСН к разным источникам питания (вводам разных (авто)трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

На стороне НН ТСН должны работать отдельно. В схеме собственных нужд должен быть предусмотрен автоматика ввода резерва (АВР). Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ [15]. Для питания с.н. должны применяться, как правило, сухие трансформаторы с литой изоляцией. Параметры выбранных трансформаторов собственных нужд приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики трансформаторов собственных нужд

Наименование	ТСЗЛ 630/10 УЗ(У1)
$U_{вн}$, кВ	10
$U_{нн}$, кВ	0,4
U_k , %	6
P_{xx} , Вт	1,5
$P_{кз}$, Вт	7

Расшифровка наименования:

- Т – трансформатор
- С – сухой
- З – в защитном кожухе
- Л – с литой изоляцией
- 630 – номинальная мощность, кВА
- 10 – номинальное напряжение, кВ
- У – вид климатического исполнения
- 3(1) – категория размещения

6 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Расчёт токов короткого замыкания

Напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$u_{k_ВН} = 0,5 \cdot (u_{kВН-СН} + u_{kВН-НН} - u_{kНН-СН}),$$

$$u_{k_СН} = 0,5 \cdot (u_{kВН-СН} + u_{kСН-НН} - u_{kВН-НН}),$$

$$u_{k_НН} = 0,5 \cdot (u_{kВН-НН} + u_{kСН-НН} - u_{kВН-СН}),$$

где $u_{kВН-НН}$ – напряжение короткого замыкания ВН-НН, %;

$u_{kВН-СН}$ – напряжение короткого замыкания ВН-СН, %;

$u_{kСН-НН}$ – напряжение короткого замыкания СН-НН, %;

$$u_{k_ВН} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%};$$

$$u_{k_СН} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%};$$

$$u_{k_НН} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%}.$$

Сопротивления трансформатора:

$$x_T = \frac{u_k U_{ВН}^2}{100 S_{НОМ}}, \quad (6.1.1)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{ВН}$ – напряжение ВН трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$$x_{T\text{ВН}} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 56,87 \text{ Ом};$$

$$x_{T\text{СН}} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{T\text{НН}} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 35,71 \text{ Ом}.$$

$$R_T = P_{\text{кз}} \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

где $P_{\text{кз}}$ – мощность КЗ трансформатора, кВт;

$$P_{\text{кзВН}} = P_{\text{кзСН}} = P_{\text{кзНН}};$$

$$R_{\text{ТВН}} = R_{\text{ТСН}} = R_{\text{ТНН}} = R_T = 0,5 \cdot 130 \cdot 10^3 \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 1,375 \text{ Ом.}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$x_c = 0 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузок:

$$x_H = 0,35 \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}},$$

где $U_{\text{ВН}}$ – напряжение ВН трансформатора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – максимальная мощность нагрузки, МВА.

Сопротивление нагрузки 35 кВ:

$$x_{\text{н35}} = 0,35 \frac{115^2}{30} = 154,29 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки 10 кВ:

$$x_{\text{н10}} = 0,35 \frac{115^2}{29} = 159,61 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии (прямая последовательность):

$$x_{л1} = x_0 L,$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии от энергосистемы до ПС (прямая последовательность):

$$x_{л ПС 1} = 0,413 \cdot 32 = 13,216 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление линии (нулевая последовательность):

$$x_{л0} = 3x_0 L.$$

Индуктивное сопротивление линии от энергосистемы до ПС (нулевая последовательность):

$$x_{л ПС 0} = 3 \cdot 0,413 \cdot 32 = 39,648 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление транзитных линий (нулевая последовательность):

$$x_{л транзит 0} = 3 \cdot 0,444 \cdot 28 = 37,296 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{л} = r_0 L,$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Активное сопротивление линии от энергосистемы до ПС:

$$R_{л ПС} = 0,159 \cdot 32 = 5,088 \text{ Ом.}$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = 115 \text{ кВ.}$$

ЭДС нагрузок:

$$E_H = 0,85 U_{ВН},$$

где $U_{ВН}$ – напряжение ВН трансформатора, кВ.

ЭДС нагрузок 35 кВ и 10 кВ:

$$E_{H 10} = E_{H 35} = 0,85 \cdot U_{ВН} = 0,85 \cdot 115 = 97,75 \text{ кВ.}$$

Ток трёхфазного КЗ:

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma 1}}, \quad (6.1.2)$$

где $E_{\Sigma 1}$ – суммарная ЭДС прямой последовательности, кВ;

$x_{\Sigma 1}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности, Ом.

Ток однофазного КЗ:

$$I_{кз1}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{\Sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0})}, \quad (6.1.3)$$

где $E_{\Sigma 1}$ – суммарная ЭДС прямой последовательности, кВ;

$x_{\Sigma 1}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности, Ом;

$x_{\Sigma 2}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности, Ом;

$x_{\Sigma 0}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

На рис. 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 и 6.1.4 представлены схемы замещения прямой обратной и нулевой последовательностей для расчёта токов КЗ в точке 1.

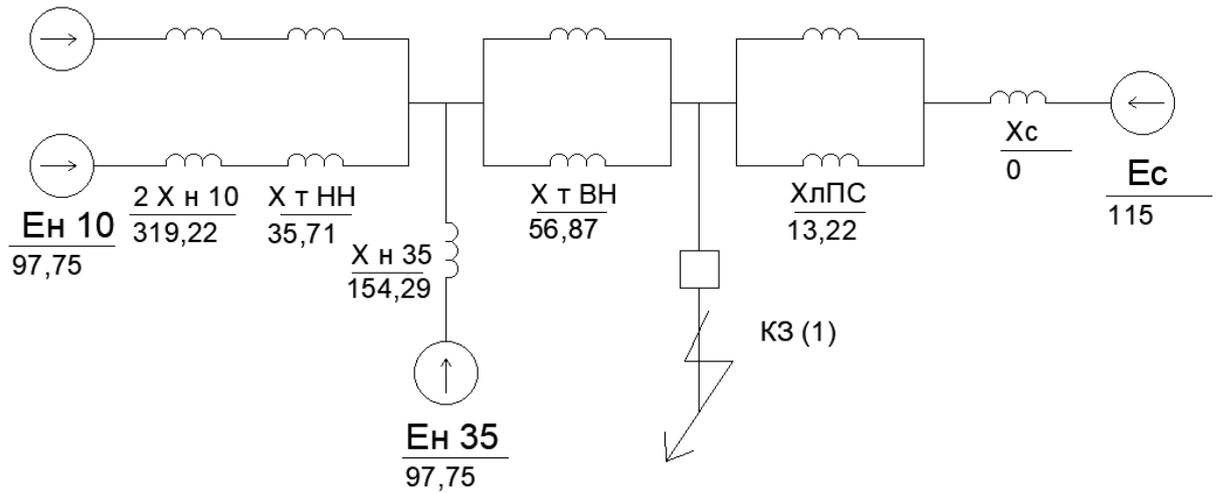


Рисунок 6.1.1 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 1 (прямая последовательность)

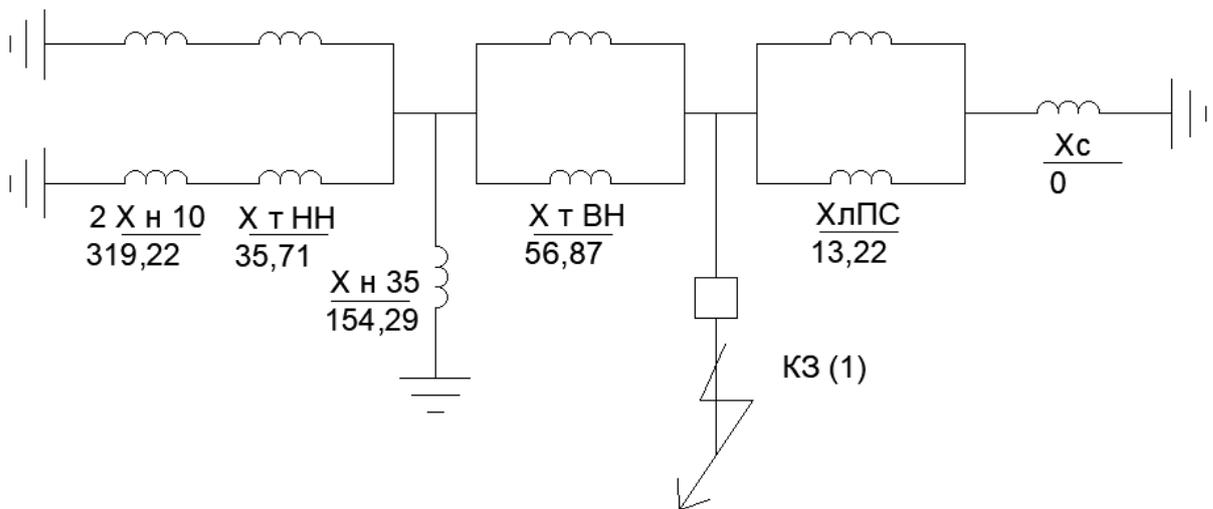


Рисунок 6.1.2 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 1 (обратная последовательность)

Расчёт полных сопротивления и ЭДС прямой и обратной последовательности для КЗ (1,3) в точке 1:

$$x_{10-35} = \frac{0,5 \cdot (x_{ТНН} + 2 \cdot x_{Н10}) \cdot x_{Н35}}{0,5 \cdot (x_{ТНН} + 2 \cdot x_{Н10}) + x_{Н35}} = \frac{0,5 \cdot (35,71 + 2 \cdot 159,61) \cdot 154,29}{0,5 \cdot (35,71 + 2 \cdot 159,61) + 154,29} =$$

$$= 82,53 \text{ Ом};$$

$$E_{10-35} = E_{10-35} = E_{10-35} = 97,75 \text{ кВ};$$

$$x_{ТВН+Н} = 0,5 \cdot x_{ТВН} + x_{10-35} = 0,5 \cdot 56,87 + 82,53 = 110,97 \text{ Ом};$$

$$x_{с+л ПС 1} = x_c + 0,5 \cdot x_{л ПС 1} = 0 + 0,5 \cdot 13,22 = 6,61 \text{ Ом};$$

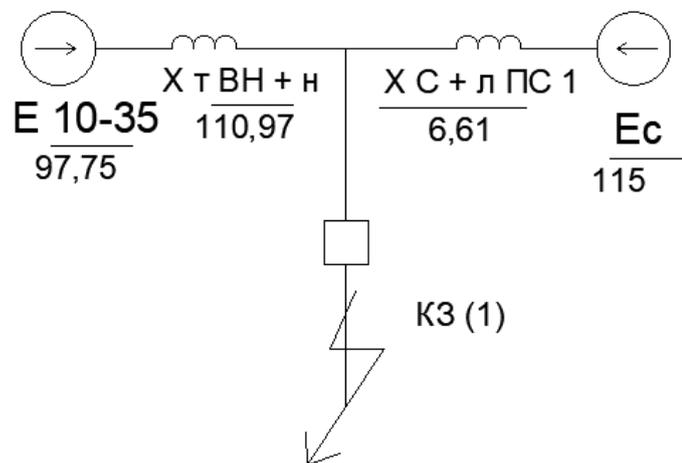


Рисунок 6.1.3 – Промежуточная схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 1 (прямая и обратная последовательность)

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = \frac{x_{с+л ПС 1} \cdot x_{ТВН+Н}}{x_{с+л ПС 1} + x_{ТВН+Н}} = \frac{6,61 \cdot 110,97}{6,61 + 110,97} = 6,24 \text{ Ом};$$

$$E_{\Sigma 1} = \frac{E_{10-35} \cdot x_{с+л ПС 1} + E_c \cdot x_{ТВН+Н}}{x_{с+л ПС 1} + x_{ТВН+Н}} = \frac{97,75 \cdot 6,61 + 115 \cdot 110,97}{6,61 + 110,97}$$

$$= 114,03 \text{ кВ}.$$

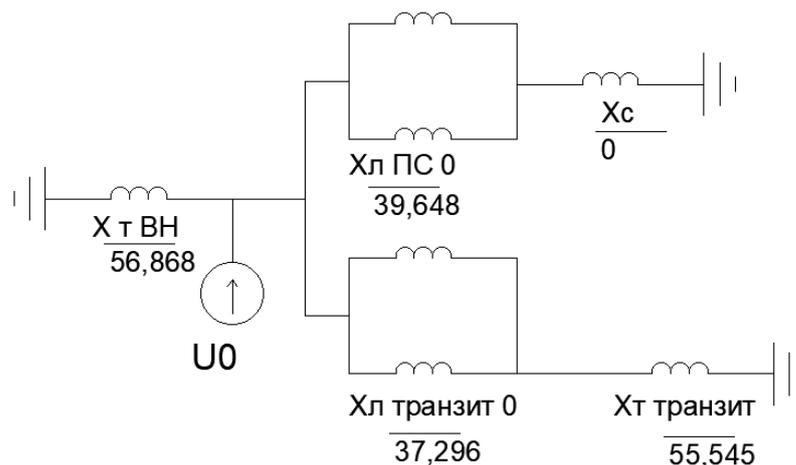


Рисунок 6.1.4 – Схема замещения нулевой последовательности для расчёта тока однофазного КЗ в точке 1

Расчёт полного сопротивления нулевой последовательности: предполагается, что на ПС, на которую предусмотрен транзит мощности с проектируемой ПС, установлены 2 трансформатора ТДН-40000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011 (табл. 6.1.1).

Таблица 6.1.1 – Параметры трансформаторов ТДН-25000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011 [19]

$S_{ном}$, МВА	25	$P_{кз}$, кВт	120
$U_{вн}$, кВ	115	$I_{хх}$, %	0,23
$U_{нн}$, кВ	11	U_k, %	10,5
$P_{хх}$, кВт	19	Схема соединения обмоток	$Y_n/D-11$

Сопротивление нулевой последовательности трансформатора по формуле (6.1.1):

$$x_{т\ транзит\ ВН} = \frac{10,5}{100} \frac{115^2}{25} = 55,545 \text{ Ом.}$$

$$\begin{aligned}
 x_{\Sigma 0} &= \left(\frac{1}{x_{T \text{ ВН}}} + \frac{1}{x_c + 0,5 \cdot x_{л \text{ ПС } 0}} + \frac{1}{x_{T \text{ транзит ВН}} + 0,5 \cdot x_{л \text{ транзит } 0}} \right)^{-1} = \\
 &= \left(\frac{1}{56,87} + \frac{1}{0 + 0,5 \cdot 39,64} + \frac{1}{55,545 + 0,5 \cdot 37,296} \right)^{-1} = \\
 &= 12,269 \text{ Ом.}
 \end{aligned}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке 1 по формуле (6.1.2):

$$I_{\text{кз1}}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma 1}} = \frac{114,03}{\sqrt{3} \cdot 6,24} = 10,556 \text{ кА.}$$

Ток однофазного КЗ в точке 1 по формуле (6.1.3):

$$I_{\text{кз1}}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{\Sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0})} = \frac{3 \cdot E_{\Sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot (6,24 + 6,24 + 12,269)} = 7,983 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 2 изображена на рис. 6.1.5 и 6.1.6.

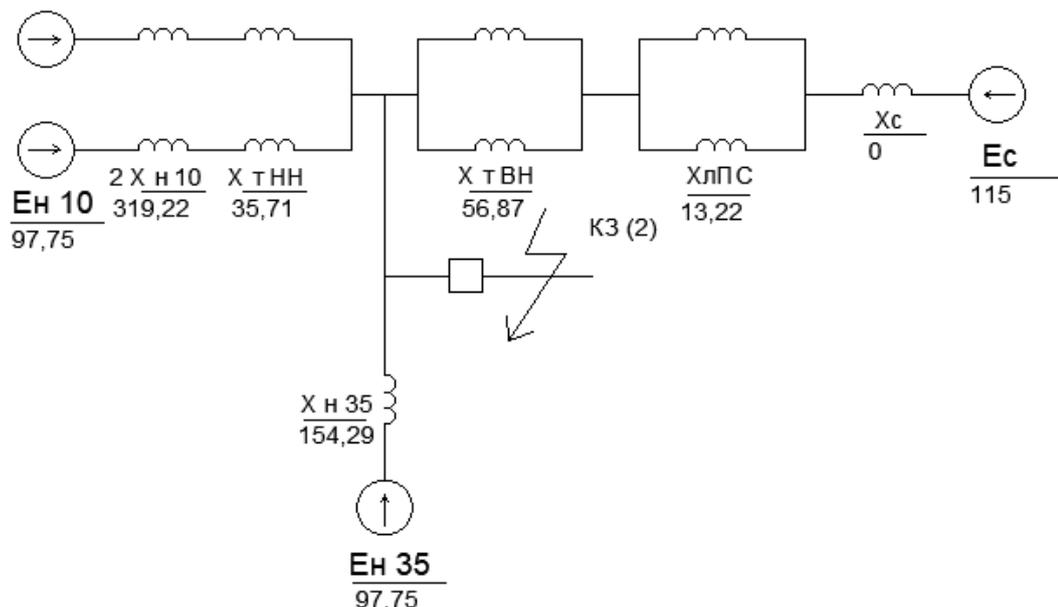


Рисунок 6.1.5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 2

Расчёт полных сопротивлений и ЭДС для КЗ (3) в точке 2:

$$x_{c-BH} = x_c + 0,5 \cdot (x_{л1 ПС} + x_{Т BH}) = 0 + 0,5 \cdot (13,22 + 56,87) = 35,04 \text{ Ом};$$

$$x_{HH} = 0,5 \cdot (x_{Т HH} + 2 \cdot x_{H 10}) = 0,5 \cdot (35,71 + 2 \cdot 159,61) = 177,47 \text{ Ом};$$

$$x_{BH-HH} = \frac{x_{c-BH} \cdot x_{HH}}{x_{c-BH} + x_{HH}} = \frac{35,04 \cdot 177,47}{35,04 + 177,47} = 29,26 \text{ Ом};$$

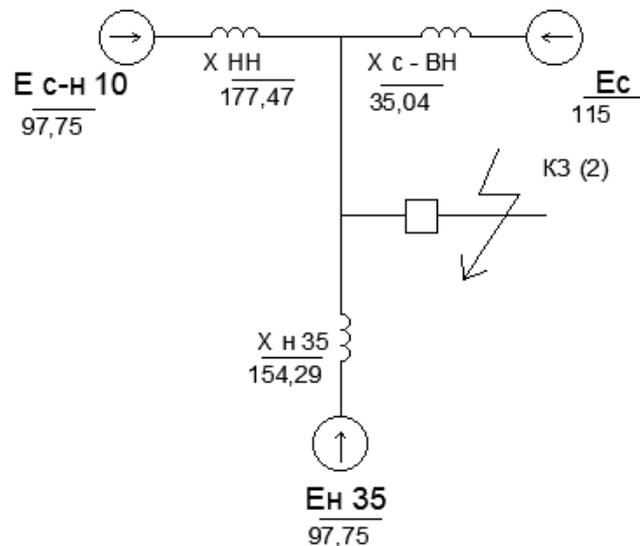


Рисунок 6.1.6 – Промежуточная схема замещения для расчёта тока КЗ в точке

2

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{BH-HH} \cdot x_{H 35}}{x_{BH-HH} + x_{H 35}} = \frac{29,26 \cdot 154,29}{29,26 + 154,29} = 24,60 \text{ Ом};$$

$$E_{c-H 10} = \frac{E_{H 10} \cdot x_{c-BH} + E_c \cdot x_{HH}}{x_{c-BH} + x_{HH}} = \frac{97,75 \cdot 35,04 + 115 \cdot 177,47}{35,04 + 177,47} = 112,16 \text{ кВ};$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{c-H 10} \cdot x_{H 35} + E_{H 35} \cdot x_{BH-HH}}{x_{H 35} + x_{BH-HH}} = \frac{97,75 \cdot 154,29 + 115 \cdot 29,26}{154,29 + 29,26} = 109,86 \text{ кВ}.$$

Ток трёхфазного КЗ в точке 2 по формуле (6.1.2):

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{109,86}{\sqrt{3} \cdot 24,6} = 2,58 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 3 изображена на рис. 6.1.7 и 6.1.8.

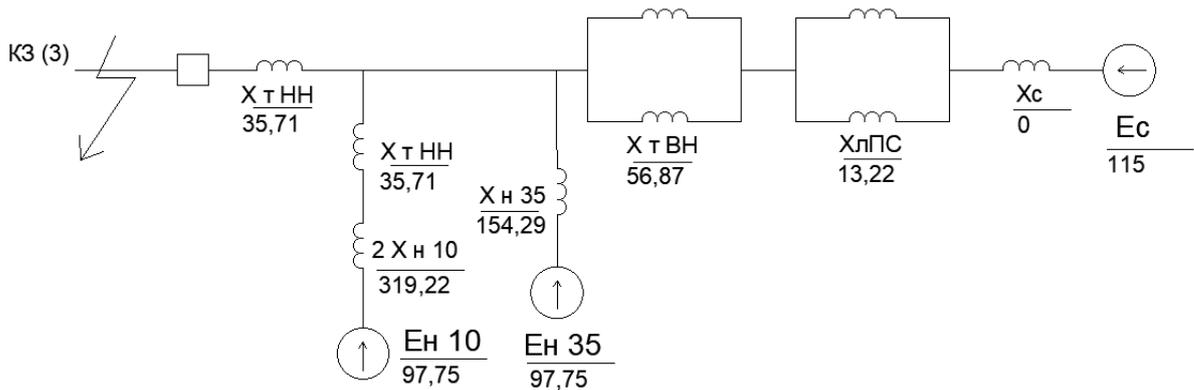


Рисунок 6.1.7 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 3

Расчёт полных сопротивлений и ЭДС для КЗ (3) в точке 3:

$$x_{с-ВН} = x_c + 0,5 \cdot (x_{л1ПС} + x_{ТВН}) = 0 + 0,5 \cdot (13,22 + 56,87) = 35,04 \text{ Ом;}$$

$$x_{Н СН+НН} = \left(\frac{1}{x_{Н35}} + \frac{1}{x_{ТНН} + 2 \cdot x_{Н10}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{154,29} + \frac{1}{35,71 + 2 \cdot 159,61} \right)^{-1} =$$

$$= 107,54 \text{ Ом;}$$

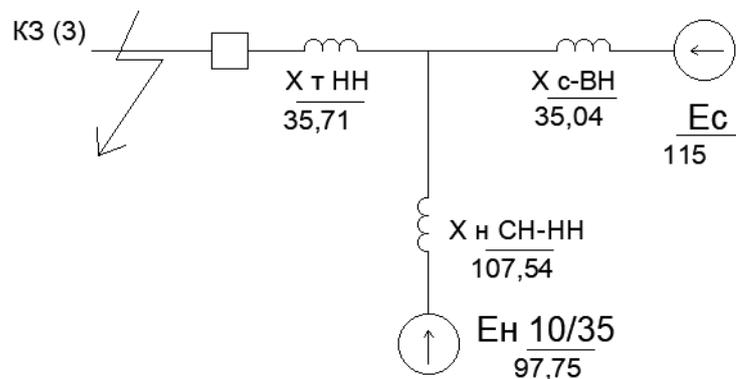


Рисунок 6.1.8 – Промежуточная схема замещения для расчёта тока КЗ в точке

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{c-BH} \cdot x_{H CH+HH}}{x_{c-BH} + x_{H CH+HH}} + x_{T HH} = 62,14 \text{ Ом};$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_c \cdot x_{H CH+HH} + E_{H 35} \cdot x_{c-BH}}{x_{H CH+HH} + x_{c-BH}} = \frac{115 \cdot 107,54 + 97,75 \cdot 35,04}{107,54 + 35,04} = 110,76 \text{ кВ.}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке 3 по формуле (6.1.2):

$$I_{кЗ3}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{110,76}{\sqrt{3} \cdot 62,14} = 1,029 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 4 изображена на рис. 6.1.9 и 6.1.10.

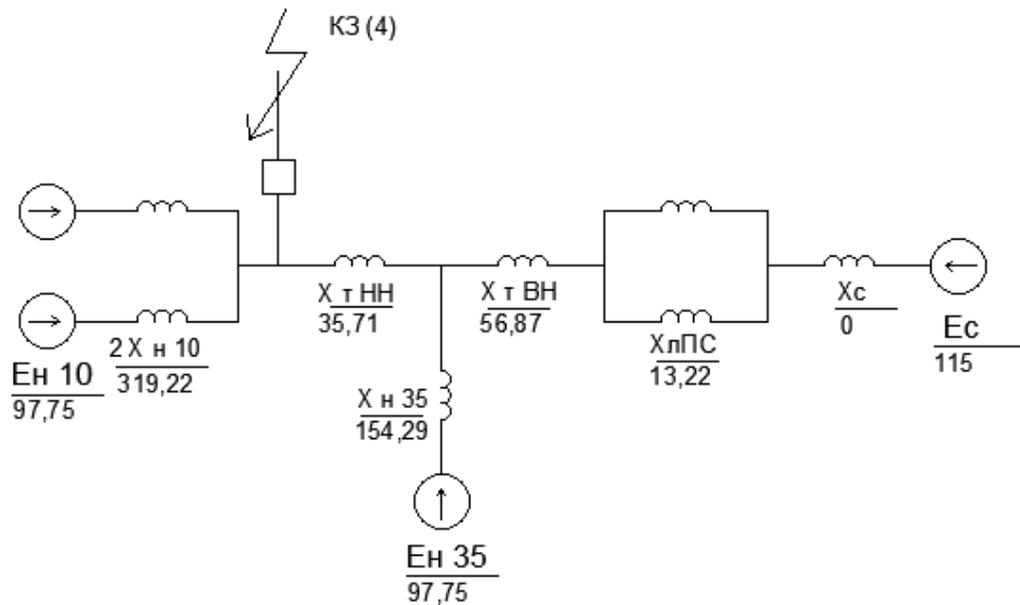


Рисунок 6.1.9 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 4

Расчёт полных сопротивления и ЭДС для КЗ (3) в точке 4:

$$x_{\text{ВН+СН+НН}} = \frac{(x_c + 0,5 \cdot x_{\text{ЛПС}} + x_{\text{ТВН}}) \cdot x_{\text{Н35}}}{x_c + 0,5 \cdot x_{\text{ЛПС}} + x_{\text{ТВН}} + x_{\text{Н35}}} + x_{\text{ТНН}} =$$

$$= \frac{(0 + 0,5 \cdot 13,22 + 56,87) \cdot 154,29}{0 + 0,5 \cdot 13,22 + 56,87 + 154,29} + 35,71 = 80,68 \text{ Ом};$$

$$E_{\text{ВН-СН}} = \frac{E_c \cdot x_{\text{Н35}} + E_{\text{Н35}} \cdot (x_c + 0,5 \cdot x_{\text{ЛПС}} + x_{\text{ТВН}})}{x_{\text{Н35}} + x_c + 0,5 \cdot x_{\text{ЛПС}} + x_{\text{ТВН}}} =$$

$$= \frac{115 \cdot 154,29 + 97,75 \cdot (0 + 0,5 \cdot 13,216 + 56,87)}{154,29 + 0 + 0,5 \cdot 13,216 + 56,87} = 109,97 \text{ кВ};$$

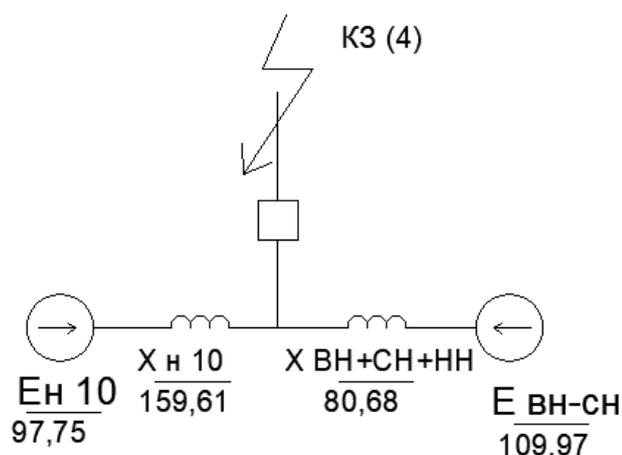


Рисунок 6.1.10 – Промежуточная схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 4

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{\text{ВН+СН+НН}} \cdot x_{\text{Н10}}}{x_{\text{ВН+СН+НН}} + x_{\text{Н10}}} = \frac{80,68 \cdot 159,61}{80,68 + 159,61} = 53,59 \text{ Ом};$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{\text{Н10}} \cdot x_{\text{ВН+СН+НН}} + E_{\text{ВН-СН}} \cdot x_{\text{Н10}}}{x_{\text{ВН+СН+НН}} + x_{\text{Н10}}} = \frac{97,75 \cdot 80,68 + 109,97 \cdot 159,61}{80,68 + 159,61} =$$

$$= 105,87 \text{ кВ}.$$

Ток трёхфазного КЗ в точке 4 по формуле (6.1.2):

$$I_{\text{КЗ4}}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{105,87}{\sqrt{3} \cdot 53,59} = 1,14 \text{ кА}.$$

Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 5 изображена на рис. 6.1.11 и 6.1.12.

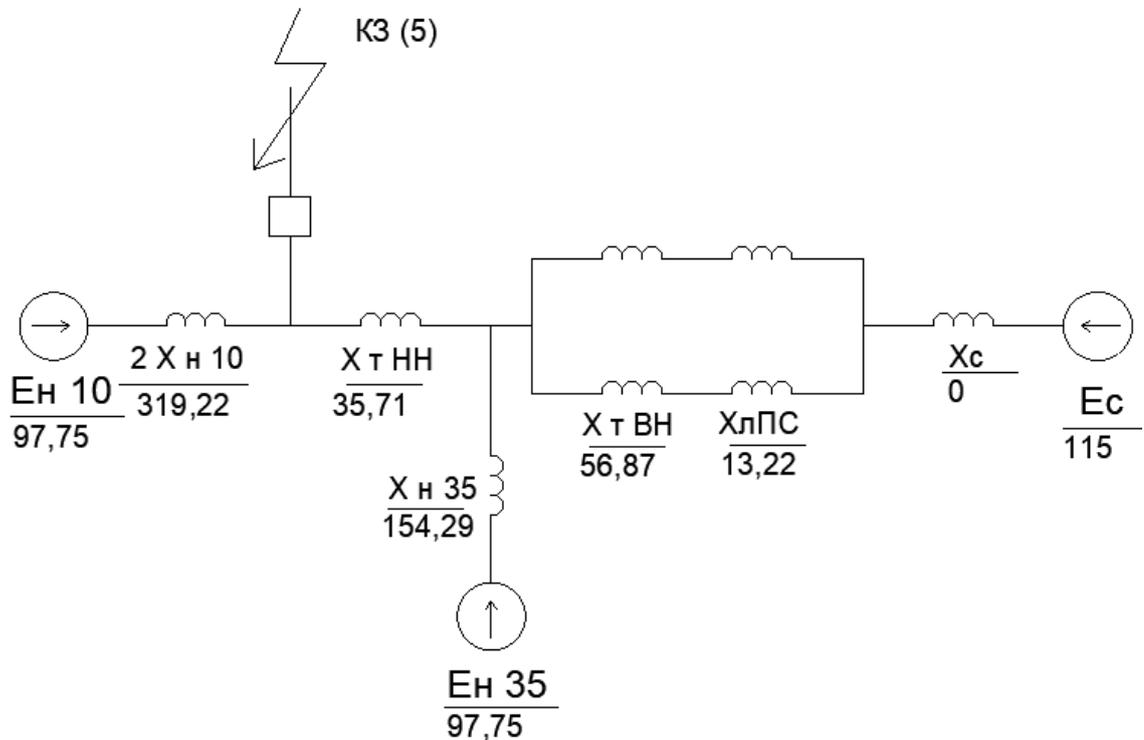


Рисунок 6.1.11 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 5

Расчёт полных сопротивления и ЭДС для КЗ (3) в точке 5:

$$x_{BH+CH+HH} = \frac{(x_c + 0,5 \cdot (x_{лПС} + x_{ТВН})) \cdot x_{H35}}{x_c + 0,5 \cdot (x_{лПС} + x_{ТВН}) + x_{H35}} + x_{ТНН} = 64,26 \text{ Ом};$$

$$E_{BH-CH} = \frac{E_c \cdot x_{H35} + E_{H35} \cdot (x_c + 0,5 \cdot (x_{лПС} + x_{ТВН}))}{x_{H35} + x_c + 0,5 \cdot (x_{лПС} + x_{ТВН})} =$$

$$= \frac{115 \cdot 154,29 + 97,75 \cdot (0 + 0,5 \cdot (13,216 + 56,87))}{154,29 + 0 + 0,5 \cdot (13,216 + 56,87)}$$

$$= 111,81 \text{ кВ};$$

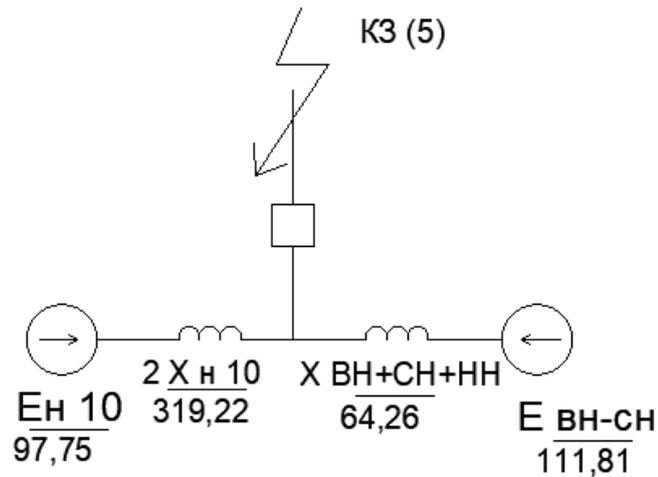


Рисунок 6.1.12 – Промежуточная схема замещения для расчёта тока КЗ в точке 5

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{BH+CH+HH} \cdot 2 \cdot x_{H10}}{x_{BH+CH+HH} + 2 \cdot x_{H10}} = \frac{64,26 \cdot 2 \cdot 159,61}{64,26 + 2 \cdot 159,61} = 53,49 \text{ Ом};$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{H10} \cdot x_{BH+CH+HH} + E_{BH-CH} \cdot 2 \cdot x_{H10}}{x_{BH+CH+HH} + x_{H10}} = \frac{97,75 \cdot 64,26 + 109,97 \cdot 2 \cdot 159,61}{64,26 + 2 \cdot 159,61} = 109,45 \text{ кВ.}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке 5 по формуле (6.1.2):

$$I_{K35}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{109,45}{\sqrt{3} \cdot 53,49} = 1,181 \text{ кА.}$$

В табл. 6.1.2 приведены результаты расчётов токов КЗ.

Таблица 6.1.2 – Расчётные токи КЗ

Точка	I _{кз} , кА (110 кВ)	35 кВ	10 кВ	Примечания
КЗ (1)				
1	7,983	-	-	
КЗ (3)				
1	10,556	-	-	Расчётная

Точка	$I_{кз}, \text{кА (110 кВ)}$	35 кВ	10 кВ	Примечания
2	2,579	7,702	-	Расчётная
3	1,029	-	10,759	Расчётная
4	1,097	-	11,924	
5	1,181	-	12,35	Расчётная

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad (6.1.4)$$

где x_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление схемы замещения, Ом;

R_{Σ} – суммарное активное сопротивление схемы замещения, Ом;

ω – циклическая частота, с^{-1} .

Амплитуда ударного тока:

$$I_{уд} = I_{кз} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right). \quad (6.1.5)$$

Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 1 изображена на рис. 6.1.13.

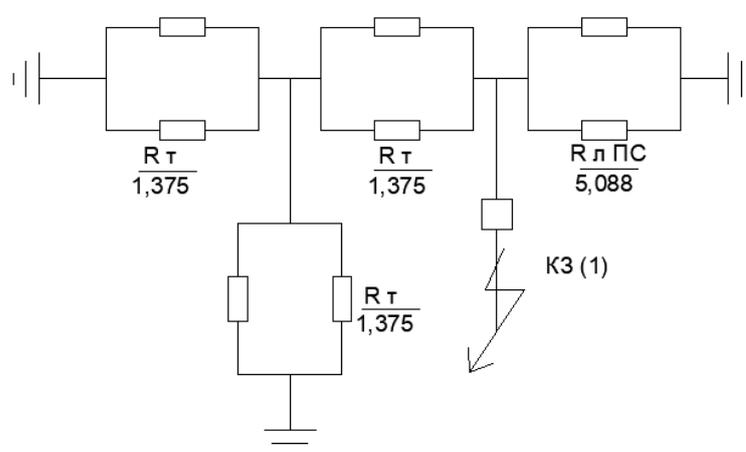


Рисунок 6.1.13 – Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 1

Расчёт постоянной времени для тока КЗ в точке 1:

$$R_{\Sigma 1} = \left(\frac{1}{0,25 \cdot R_T + 0,5 \cdot R_T} + \frac{1}{0,5 \cdot R_{л ПС}} \right)^{-1} =$$

$$= \left(\frac{1}{0,25 \cdot 1,375 + 0,5 \cdot 1,375} + \frac{1}{0,5 \cdot 5,088} \right)^{-1} = 0,734 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени по формуле (6.1.4):

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{6,237}{314 \cdot 0,734} = 0,027 \text{ с.}$$

Ударный ток в точке 1 по формуле (6.1.5):

$$I_{уд1} = I_{кз1} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = 10,556 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,027}} \right) = 25,246 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 2 изображена на рис. 6.1.14.

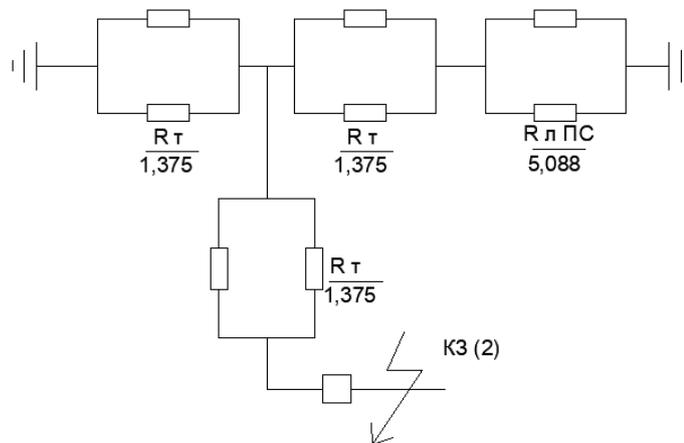


Рисунок 6.1.14 – Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 2

Расчёт постоянной времени для тока КЗ в точке 2:

$$\begin{aligned}
 R_{\Sigma 2} &= \left(\frac{1}{0,5 \cdot (R_T + R_{л ПС})} + \frac{1}{0,5 \cdot R_T} \right)^{-1} + 0,5 \cdot R_T = \\
 &= \left(\frac{1}{0,5 \cdot (1,375 + 5,088)} + \frac{1}{0,5 \cdot 1,375} \right)^{-1} + 0,5 \cdot 1,375 = \\
 &= 1,255 \text{ Ом.}
 \end{aligned}$$

Постоянная времени по формуле (6.1.4):

$$T_{a2} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{24,598}{314 \cdot 1,255} = 0,062 \text{ с.}$$

Ударный ток в точке 2 по формуле (6.1.5):

$$I_{уд2} = I_{кз2} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = 7,702 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,062}} \right) = 20,173 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 3 изображена на рис. 6.1.15.

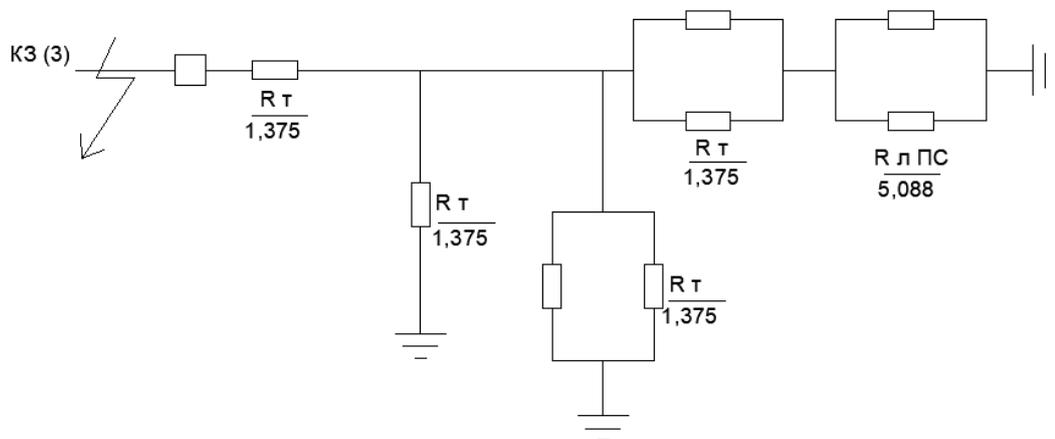


Рисунок 6.1.15 – Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 3

Расчёт постоянной времени для тока КЗ в точке 3:

$$\begin{aligned} R_{\Sigma 3} &= \left(\frac{1}{0,5 \cdot (R_T + R_{лПС})} + \frac{1}{0,5 \cdot R_T} + \frac{1}{R_T} \right)^{-1} + R_T = \\ &= \left(\frac{1}{0,5 \cdot (1,375 + 5,088)} + \frac{1}{0,5 \cdot 1,375} + \frac{1}{1,375} \right)^{-1} + 1,375 = \\ &= 1,777 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Постоянная времени по формуле (6.1.4):

$$T_{a3} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{62,137}{314 \cdot 1,777} = 0,111 \text{ с.}$$

Ударный ток в точке 3 по формуле (6.1.5):

$$I_{уд3} = I_{кз3} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = 10,759 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,111}} \right) = 29,125 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 5 изображена на рис. 6.1.16.

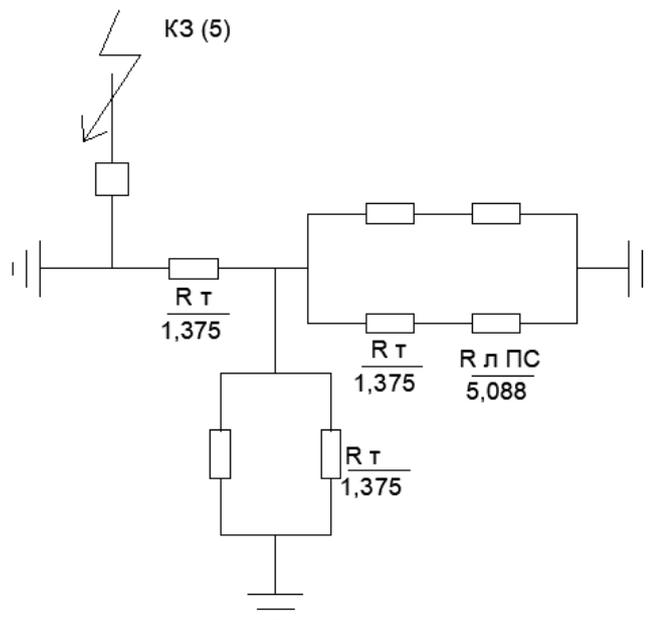


Рисунок 6.1.16 – Схема замещения для расчёта постоянной времени тока КЗ в точке 5

Расчёт постоянной времени для тока КЗ в точке 5:

$$R_{\Sigma 5} = \left(\frac{1}{0,5 \cdot (R_T + R_{ЛПС})} + \frac{1}{0,5 \cdot R_T} \right)^{-1} + R_T =$$

$$= \left(\frac{1}{0,5 \cdot (1,375 + 5,088)} + \frac{1}{0,5 \cdot 1,375} \right)^{-1} + 1,375 = 1,942 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени по формуле (6.1.4):

$$T_{a5} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{53,495}{314 \cdot 1,942} = 0,088 \text{ с.}$$

Ударный ток в точке 5 по формуле (6.1.5):

$$I_{уд5} = I_{кз5} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = 12,35 \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,088}} \right) = 33,048 \text{ кА.}$$

Расчёты токов КЗ и постоянных времени были проверены по модели MATLAB (Simulink). Модель представлена на рис. 6.1.17.

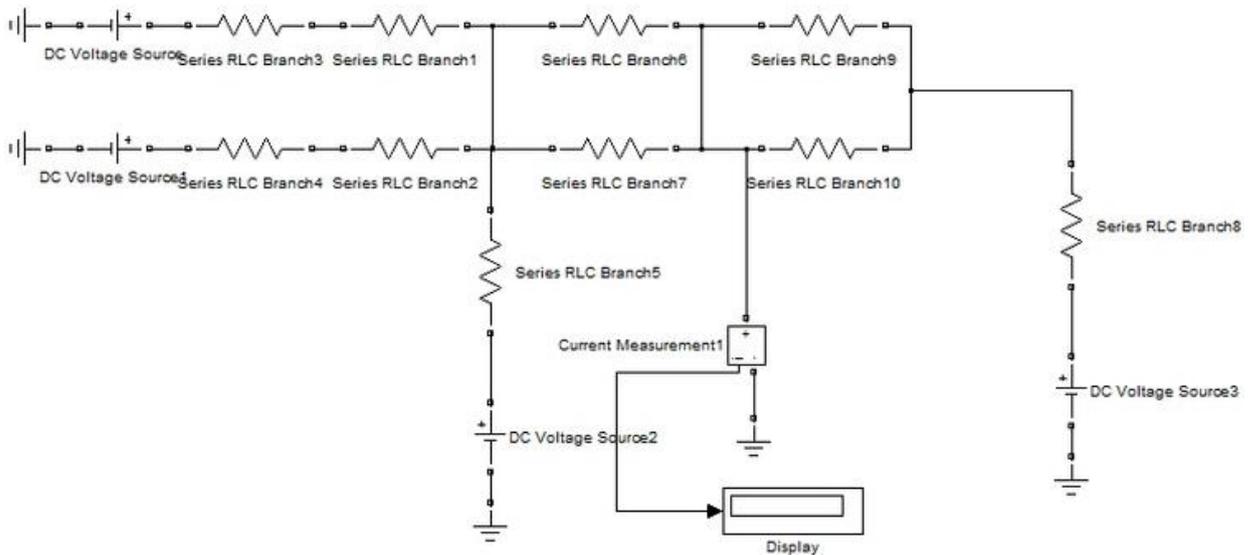


Рисунок 6.1.17 – Модель Simulink

6.2 Расчёт токов утяжелённого режима

Расчёт токов утяжелённого режима для всех аппаратов, установленных на стороне 110 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{ут.реж.110}} = \frac{S_{\text{тр.мах}} + S_{\text{транзит.}} \cdot K_{\text{п.р.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,с}} \cdot (n_{\text{ЛЭП}} - 1)},$$

где $S_{\text{транзит.}}$ – мощность транзита через подстанцию, МВА;

$K_{\text{п.р.}} = 1,4$ – коэффициент перспективного развития, учитывающий возможный рост нагрузки по ЛЭП;

$n_{\text{ЛЭП}}$ – число параллельных ЛЭП связи с системой;

$$I_{\text{ут.реж.110}} = \frac{(56,1 + 23,9 \cdot 1,4) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 470 \text{ А.}$$

Расчёт токов утяжелённого режима для всех аппаратов, установленных на стороне 35 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{ут.реж.35}} = \frac{S_{\text{потр.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}},$$

где $S_{\text{потр.мах}}$ – максимальное значение мощности графика нагрузки 35 кВ;

$U_{\text{ном,тр}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ;

$$I_{\text{ут.реж.35}} = \frac{30 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 495 \text{ А.}$$

Расчёт токов утяжелённого режима для вводных аппаратов, установленных на стороне 10 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{ут.реж.10_Вводной}} = \frac{S_{\text{потр.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}},$$

где $S_{\text{потр.мах}}$ – максимальное значение мощности графика нагрузки 10 кВ;

$U_{\text{ном,тр}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ;

$$I_{\text{ут.реж.10_Вводной}} = \frac{29 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1674 \text{ А.}$$

Расчёт токов утяжелённого режима для секционных аппаратов, установленных на стороне 10 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{ут.реж.10_С}} = \frac{S_{\text{потр.мах}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}},$$

где $S_{\text{потр.мах}}$ – максимальное значение мощности графика нагрузки 10 кВ;
 $U_{\text{ном,тр.}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ;

$$I_{\text{ут.реж.10}_C} = \frac{29 \cdot 1000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 837 \text{ А.}$$

Расчёт токов утяжелённого режима для аппаратов, установленных на линиях к потребителям на стороне 10 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{ут.реж.10}_Л} = \frac{S_{\text{потр.мах}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}},$$

где $S_{\text{потр.мах}}$ – максимальное значение мощности графика нагрузки 10 кВ;
 $U_{\text{ном,тр.}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ;
 n – число ПС 10/0,4 кВ;

$$I_{\text{ут.реж.10}_Л} = \frac{29 \cdot 1000}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 335 \text{ А.}$$

Расчёт токов утяжелённого режима для цепи трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{ут.реж.10}_Л} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}},$$

где $S_{\text{СН}} = 1250$ кВА – нагрузка собственных нужд;
 $U_{\text{ном,тр}} = 10$ кВ. – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ;

$$I_{\text{ут.реж.10}_L} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72 \text{ А.}$$

В табл. 6.2.1 приведены рассчитанные данные для выбора высоковольтного оборудования.

Таблица 6.2.1 - Расчётные данные для выбора оборудования ПС

Место установки оборудования	$I_{\text{ут.реж. max, А}}$	$I_{\text{п, кА}}$	$T_{\text{а, с}}$	$I_{\text{уд, кА}}$
ЛЭП 110 кВ, сторона 110 кВ трансформатора	470	10,556	0,027	25,245
ЛЭП 35 кВ, сторона 35 кВ трансформатора	495	7,702	0,062	20,172
Вводной выключатель (10 кВ)	1674	10,759	0,111	29,125
Секционный выключатель (10 кВ)	837	12,350	0,088	33,048
Линии к потребителям (10 кВ)	335	12,350	0,088	33,048
Выключатель ТСН (10 кВ)	72	12,350	0,088	33,048

6.3 Выбор выключателей

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном, в}} \geq U_{\text{ном, с}}, \quad (6.3.1)$$

где $U_{\text{ном, в}}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{\text{ном, с}}$ – номинальное напряжение сети.

По номинальному току:

$$I_{\text{ном, в}} \geq I_{\text{ут. реж. max}}, \quad (6.3.2)$$

где $I_{\text{ном, в}}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{ут. реж. max}}$ – ток утяжеленного режима сети или установки.

По номинальному току отключения:

$$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} \geq I_{\text{П } \tau}, \quad (6.3.3)$$

где $I_{\text{П } \tau}$ – значение периодической составляющей тока КЗ на момент расхождения контактов;

$\tau = t_{\text{СОВ}} + t_{\text{РЗ, min}}$ – момент времени расхождения контактов выключателя;

$t_{\text{СОВ}}$ – собственное время отключения выключателя, определяется по паспортным параметрам;

$t_{\text{РЗ, min}}$ – минимально возможное время действия релейной защиты, принимается равным 0,01 с для выключателей.

В данной работе можно принять, что значение периодической слагающей тока КЗ в момент расхождения контактов $I_{\text{П, } \tau}$ равно значению тока КЗ в начальный момент аварии, т. к. точка КЗ находится на значительном удалении от генерирующих источников.

По номинальному току включения:

$$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} \geq I_{\text{П } 0}, \quad (6.3.4)$$

где $I_{\text{П } 0}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени;

$$2,5I_{\text{НОМ ОТКЛ}} \geq i_y.$$

Далее, номинальный ток отключения аperiodической составляющей тока КЗ должен быть больше значения аperiodической составляющей в токе КЗ в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{\text{а НОМ}} \geq i_{\text{а } \tau}, \quad (6.3.5)$$

где $i_{\text{а НОМ}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{НОМ}}I_{\text{ОТК. НОМ}}}{100}$;

$$i_{\text{а } \tau} = \sqrt{2}I_{\text{П } 0}e^{-\frac{\tau}{T_a}}.$$

Здесь $\beta_{\text{НОМ}}$ – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей (в процентах).

При отсутствии каталожных данных значение $\beta_{\text{НОМ}}$ можно определять по формуле:

$$\beta_{\text{НОМ}} = 100e^{-\frac{\tau}{0,045}}. \quad (6.3.6)$$

В случае невыполнения условия по аperiodической составляющей, но при выполнении условия по периодической составляющей допускается проводить проверку выключателя на способность отключить полный ток КЗ:

$$\sqrt{2}I_{\text{п}\tau} + i_{\text{а}\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{НОМ откл}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}\right). \quad (6.3.7)$$

Проверка на электродинамическую стойкость (по предельному сквозному току):

$$i_{\text{пр. скв.}} \geq i_y = \sqrt{2}I_{\text{п},0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right). \quad (6.3.8)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \quad (6.3.9)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата;

t_T – допустимая длительность протекания тока термической стойкости;

B_K – интеграл Джоуля (тепловой импульс тока КЗ).

Интеграл Джоуля может быть упрощённо определён по следующей формуле:

$$B_k = I_{п,0}^2 (t_{рз} + t_{полн} + T_a), \quad (6.3.10)$$

где $t_{рз}$ – максимальное время действия релейной защиты (110 кВ – 0,2 с, 35 и 10 кВ – 0,3 с), с;

$t_{полн}$ – полное время отключения выключателя, с.

6.4 Выбор разъединителей

По номинальному напряжению:

$$U_{ном, в} \geq U_{ном, с}, \quad (6.4.1)$$

где $U_{ном, р}$ – номинальное напряжение разъединителя;

$U_{ном, с}$ – номинальное напряжение сети.

По номинальному току:

$$I_{ном, р} \geq I_{ут. реж. max}, \quad (6.4.2)$$

где $I_{ном, р}$ – номинальный ток разъединителя;

$I_{ут. реж. max}$ – ток утяжеленного режима сети или установки.

Проверка на электродинамическую стойкость (по предельному сквозному току):

$$i_{пр. скв.} \geq i_y = \sqrt{2} I_{п,0} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \right). \quad (6.4.3)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_T^2 t_T \geq B_k, \quad (6.4.4)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата;

t_T – допустимая длительность протекания тока термической стойкости;

B_K – интеграл Джоуля (тепловой импульс тока КЗ).

Интеграл Джоуля может быть упрощённо определён по следующей формуле:

$$B_K = I_{п,0}^2 (t_{рз} + t_{полн} + T_a), \quad (6.4.5)$$

где $t_{рз}$ – максимальное время действия релейной защиты (110 кВ – 0,2 с, 35 и 10 кВ – 0,3 с), с;

$t_{полн}$ – полное время отключения выключателя, с.

По формулам и условиям (6.3.1 – 6.3.10 и 6.4.1 – 6.4.5) выберем аппараты для установки на стороне 110 кВ проектируемой ПС (табл. 6.4.1).

Таблица 6.4.1 – Выбор выключателей и разъединителей для установки на стороне 110 кВ (выключатель ВБЭ-110, разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250)

[1]

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{max} = 470$ А	$I_{ном} = 1250$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$I_{п\tau} = 10,556$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ кА	-
$I_{п0} = 10,556$ кА	$I_{вкл.ном} = 31,5$ кА	-
$i_y = 25,246$ кА	$2,5I_{вкл.ном} = 78,75$ кА	-
$i_{a\tau} = 1,626$ кА	$i_{a.ном} =$ $= \frac{\sqrt{2}\beta_{ном}I_{отк. ном}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 26,36 \cdot 31,5}{100} =$ $= 11,743 \text{ кА}$	-
$i_y = 25,246$ кА	$i_d = 80$ кА	$i_d = 80$ кА
$B_K = 33,103$ кА ² · с	$I_T^2 t_T = 31,5^2 \cdot 2 =$ $= 1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор аппаратов для установки на стороне 35 кВ осуществляется аналогично. Результат выбора представлен в табл. 6.4.2.

Таблица 6.4.2 – Результат выбора аппаратов для установки на стороне 35 кВ [2]

	Выключатель	Разъединитель
Наименование	ВБС-35Ш-25/630 УХЛ1	РГП-СЭЩ-35/630
Номинальный ток, А	630	630
Номинальный ток отключения, кА	25	-
Номинальный ток включения, кА	25	-
Максимальный мгновенный ток включения, кА	62,5	-
Собственное время отключения выключателя, с	0,04	-
Полное время отключения выключателя, с	0,06	-
Ток отключения аperiodической составляющей, кА	11,639	-
Ток электродинамической стойкости, кА	64	31,5
Ток термической стойкости, кА	25	12,5
Время протекания тока термической стойкости, с	3	1

Выбор выключателей 10 кВ осуществляется аналогично. На стороне 10 кВ устанавливаются КРУ для выполнения функций разъединителей. Результат выбора представлен в табл. 6.4.3.

Таблица 6.4.3 – Результат выбора аппаратов для установки на стороне 10 кВ [3, 5]

	Выключатель вводной	КРУ (вводной выключатель)	Выключатель секционный	КРУ (секционный выключатель)
Марка	ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2	КРУ С-410	ВБЭ-10-31,5/1000 УХЛ2	КРУ С-410
Номинальный ток, А	2000	2000	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	31,5	-	20	-

Продолжение таблицы 6.4.3

	Выключатель вводной	КРУ (вводной выключатель)	Выключатель секционный	КРУ (секционный выключатель)
Номинальный ток включения, кА	31,5	-	20	-
Максимальный мгновенный ток включения, кА	78,75	-	78,75	-
Собственное время отключения выключателя, с	0,04	-	0,04	-
Полное время отключения выключателя, с	0,05	-	0,05	-
Ток отключения апериодической составляющей, кА	14,66	-	14,66	-
Ток электродинамической стойкости, кА	80	81	80	81
Ток термической стойкости, кА	31,5	31,5	20	20
Время протекания тока термической стойкости, с	3	1	3	1
	Выключатель на линии 10 кВ	КРУ (линия)	Выключатель на ТСН	КРУ (ТСН)
Марка	ВБЭ-10-31,5/630 УХЛ2	КРУ С-410	ВБЭ-10-31,5/630 УХЛ2	КРУ С-410
Номинальный ток, А	630	630	630	630
Номинальный ток отключения, кА	20	-	20	-
Номинальный ток включения, кА	20	-	20	-
Максимальный мгновенный ток включения, кА	78,75	-	78,75	-

	Выключатель на линии 10 кВ	КРУ (линия)	Выключатель на ТСН	КРУ (ТСН)
Собственное время отключения выключателя, с	0,04	-	0,04	-
Полное время отключения выключателя, с	0,05	-	0,05	-
Ток отключения апериодической составляющей, кА	14,66	-	14,66	-
Ток электродина- мической стойкости, кА	80	51	80	51
Ток термической стойкости, кА	20	20	20	20
Время протекания тока термической стойкости, с	3	1	3	1

6.5 Выбор приборов учёта

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется при помощи контрольно-измерительных приборов.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.5.1)$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность подключенных приборов, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформаторов тока.

В зависимости от вида объекта перечень необходимых приборов различается. Список приборов для установки на ПС 110/35/10 кВ с трёхобмоточными трансформаторами представлен в табл. 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Приборы учёта для установки на проектируемой ПС [11]

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Трёхобмоточного трансформатора	ВН	Амперметр
	СН	Амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии
	НН	Амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии
Сборных шин 10 и 35 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трёх фазных напряжений
Сборных шин 110 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр с переключением для измерения трёх междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф, фиксирующий прибор (U_0)
Секционного выключателя	-	Амперметр
Линии 10 кВ	-	Амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю
Линии 35 кВ	-	Амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях
Линии 110 кВ	-	Амперметр, ваттметр, варметр; фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ
Трансформатора собственных нужд	ВН	-
	НН	Амперметр, расчётный счётчик активной энергии

Суммарное сопротивление приборов, приведённое в табл. 6.5.2, рассчитано по формуле (6.5.1).

Выбранные приборы учёта представлены в табл. 6.5.2 и 6.5.3.

Таблица 6.5.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка, ВА			
			А	В	С	0
В цепи трансформатора (110 кВ)						
Амперметр	Э47 1000/5А 72х72 АС	1,5	-	10	-	-
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			-	10	-	-
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	0,4	-	-
В цепи трансформатора (35 кВ и 10 кВ)						
Амперметр	Э47 1000/5А 72х72 АС	1,5	-	10	-	-
Ваттметр (2 шт)	СР3021-5	0,5	7,5	-	7,5	-
Счётчик активной энергии (2 шт)	Меркурий 231 АМ	1	0,1	-	0,1	-
Счётчик реактивной энергии (2 шт)	Меркурий 230 АR	1	0,1	-	0,1	-
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			7,7	10	7,7	-
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	0,4	-	-
В цепях секционных выключателей						
Амперметр	Э47 1000/5А 72х72 АС	1,5	-	10	-	-
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			-	10	-	-
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	0,4	-	-
В цепях линий (35 кВ и 10 кВ)						
Амперметр	Э47 1000/5А 72х72 АС	1,5	-	10	-	-
Счётчик активной энергии (2 шт)	Меркурий 231 АМ	1	0,1	-	0,1	-
Счётчик реактивной энергии (2 шт)	Меркурий 230 АR	1	0,1	-	0,1	-
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			0,2	10	0,2	-
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	0,4	-	-
В цепях линий (110 кВ)						
Амперметр	Э47 1000/5А 72х72 АС	1,5	-	10	-	-
Ваттметр (2 шт)	СР3021-5	0,5	7,5	-	7,5	-
Варметр (2 шт)	СТ3021-5	0,5	7,5	-	7,5	-

Продолжение таблицы 6.5.2

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка, ВА			
			А	В	С	0
В цепях линий (110 кВ)						
Фиксирующий прибор для определения места КЗ	Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП»	2	0,5	0,5	0,5	0,5
Осциллограф	Регистратор аварийных событий «НЕВА-РАС»	0,5	0,625	0,625	0,625	0,625
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			16,125	11,125	16,125	1,125
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	-	0,69	
В цепях трансформаторов собственных нужд (НН)						
Амперметр	Э47 1000/5А 72x72 АС	1,5	-	10	-	-
Счётчик активной энергии (2 шт)	Меркурий 231 АМ	1	0,1	-	0,1	-
Σ мощностей приборов по фазам, ВА			0,1	10	0,1	-
Σ сопротивление приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе, Ом			-	0,4	-	-

Таблица 6.5.3 – Распределение нагрузки трансформаторов напряжения по месту замера величин

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка	
			Р, Вт	Q, вар
В цепи трансформатора (35 кВ и 10 кВ)				
Ваттметр (2 шт)	СР3021-5	0,5	6,75	3,267
Счётчик активной энергии (2 шт)	Меркурий 231 АМ	1	5	5,59
Счётчик реактивной энергии (2 шт)	Меркурий 230 АR	1	1,5	8,874
В цепях сборных шин 10 и 35 кВ				
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения	ЩП120П	0,5	0,009	0,004

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка	
			Р, Вт	Р, Вт
В цепях сборных шин 10 и 35 кВ				
Вольтметр с переключением для измерения фазных напряжений	ЩП120П	0,5	0,009	0,004
В цепях сборных шин 110 кВ				
Вольтметр для измерения фазных напряжений	ЩП120П	1,5	0,009	0,004
Регистрирующий вольтметр	ПРИМА-2000	0,5	0,72	0,348
Осциллограф	Регистратор аварийных событий «НЕВА-РАС»	0,5	0,692	0,335
В цепях линий (35 кВ и 10 кВ)				
Счётчик активной энергии (35 кВ – 12 шт, 10 кВ – 20 шт)	Меркурий 231 АМ	1	5	5,59
Счётчик реактивной энергии (35 кВ – 12 шт, 10 кВ – 20 шт)	Меркурий 230 АR	1	1,5	8,874
В цепях линий (110 кВ)				
Ваттметр (8 шт)	СР3021-5	0,5	6,75	3,267
Варметр (8 шт)	СТ3021-5	0,5	6,75	3,267
Фиксирующий прибор для определения места КЗ (4 шт)	Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП»	2	0,45	0,218
В цепях трансформаторов собственных нужд (НН)				
Счётчик активной энергии (4 шт)	Меркурий 231 АМ	1	5	5,59

Согласно классу точности выбранных приборов, измерительные трансформаторы должны иметь класс точности не менее 0,5. Вторичный ток ТТ – 5 А, вторичное напряжение ТН – 100 В.

6.6 Выбор трансформаторов тока

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном, ТТ}} \geq U_{\text{ном, с}}, \quad (6.6.1)$$

где $U_{\text{ном, ТТ}}$ – номинальное напряжение трансформатора тока;

$U_{\text{ном, с}}$ – номинальное напряжение сети.

По номинальному току:

$$I_{\text{ном, ТТ}} \geq I_{\text{ут. реж. max}}, \quad (6.6.2)$$

где $I_{\text{ном, ТТ}}$ – номинальный ток трансформатора тока;

$I_{\text{ут. реж. max}}$ – ток утяжеленного режима сети или установки.

Проверка на электродинамическую стойкость (по предельному сквозному току):

$$i_{\text{пр. скв.}} \geq i_y = \sqrt{2} I_{\text{п,0}} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \right). \quad (6.6.3)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_T^2 t_T \geq B_k, \quad (6.6.4)$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – допустимая длительность протекания тока термической стойкости;

B_k – интеграл Джоуля (тепловой импульс тока КЗ).

Интеграл Джоуля может быть упрощённо определён по следующей формуле:

$$B_k = I_{п,0}^2 (t_{рз} + t_{полн} + T_a), \quad (6.6.5)$$

где $t_{рз}$ – максимальное время действия релейной защиты (110 кВ – 0,2 с, 35 кВ и 10 кВ – 0,3 с), с;

$t_{полн}$ – полное время отключения выключателя, с.

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (6.6.6)$$

где Z_2 – полная вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Допустимое общее сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (6.6.7)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление подключенных приборов, Ом;

$r_k = 0,1$ – сопротивление контактов, Ом.

Расчётное сечение контрольного кабеля:

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (6.6.8)$$

где $\rho = 0,0171$ Ом · мм²/м – удельное сопротивление меди;

$l_{расч}$ – расчётная общая длина контрольных кабелей (табл. 6.6.1).

Таблица 6.6.1 – Длины контрольных кабелей

Место установки	Длина, м
РУ 110 кВ	80
РУ 35 кВ	60
РУ 10 кВ	48
Линии 10 кВ	4,8

По формулам и условиям (6.6.1 – 6.6.6) выберем трансформаторы тока для установки на стороне 110 кВ проектируемой ПС (табл. 6.6.2).

Таблица 6.6.2 – Выбор трансформаторов тока для установки на стороне 110 кВ [18]

Расчётные данные	Каталожные данные трансформатора тока
	ТОГФ-110
	Класс точности: 0,2S
	Номинальная вторичная нагрузка: 1,2 Ом
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 470 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_y = 25,246 \text{ кА}$	$i_d = 160 \text{ кА}$
$B_k = 33,103 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На выводах силовых трансформаторов (110 и 35 кВ) необходимо установить по 2 встроенных трансформатора тока в каждую фазу. Также 2 трансформатора тока (на 35 кВ) необходимо установить в нейтрали обмотки ВН трансформатора. Выбранные ТТ представлены в табл. 6.6.3.

Таблица 6.6.3 – Встроенные трансформаторы тока

Место установки	Наименование ТТ
Выводы 35 кВ	ТВТ35-I-600/5
Выводы 110 кВ	ТВТ110-I-600/5
Нейтраль обмотки ВН	ТВТ35-I-600/5

Выбор трансформаторов тока для установки на сторонах 35 кВ и 10 кВ осуществляется аналогично. Результат выбора представлен в табл. 6.6.4 и 6.6.5.

Таблица 6.6.4 – Результат выбора аппаратов для установки на стороне 35 кВ [12]

Трансформатор тока	
Наименование	ТОЛ-35 III
Класс точности	0,2S

Трансформатор тока	
Номинальная вторичная нагрузка, Ом	1,2
Номинальный ток, А	500
Ток электродинамической стойкости, кА	125
Ток термической стойкости, кА	49
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Таблица 6.6.5 – Результат выбора аппаратов для установки на стороне 10 кВ [17]

Параметр	ТТ (цепь вводного выключателя)	ТТ (цепь секционного выключателя)
Наименование	ТОЛ-СВЭЛ-10	ТОЛ-СВЭЛ-10
Класс точности	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка, Ом	1,2	1,2
Номинальный ток, А	2000	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	102	102
Ток термической стойкости, кА	40	40
Время протекания тока термической стойкости, с	1	1
	ТТ (линии 10 кВ)	ТТ (цепь ТСН)
Наименование	ТОЛ-СВЭЛ-10	ТОЛ-СВЭЛ-10
Класс точности	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка, Ом	1,2	1,2
Номинальный ток, А	400	400
Ток электродинамической стойкости, кА	51	51
Ток термической стойкости, кА	20	20
Время протекания тока термической стойкости, с	1	1

Допустимое общее сопротивление контрольного кабеля РУ 110 кВ (в цепи трансформатора) по формуле (6.6.7):

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,4 - 0,1 = 0,7 \text{ Ом.}$$

Расчётное сечение контрольного кабеля РУ 110 кВ по формуле (6.6.8):

$$q = \frac{0,0171 \cdot 80}{0,7} = 1,95 \text{ мм}^2.$$

Контрольные кабели на ПС должны быть с алюминиевыми жилами, сечением от 2,5 до 6 мм².

Выбираем кабель АКВВГ 4х2,5 для установки в цепи ТТ на стороне 110 кВ трансформатора.

Результаты выбора всех контрольных кабелей представлены в табл. 6.6.6.

Таблица 6.6.6 – Контрольные кабели

Место установки	Кабель
РУ 110 кВ	
В цепи трансформатора	АКВВГ 4х2,5
В цепях линий	АКВВГ 4х4
В цепях шиносоединительных выключателей	АКВВГ 4х2,5
РУ 35 кВ	
В цепи трансформатора	АКВВГ 4х2,5
В цепях секционных выключателей	АКВВГ 4х2,5
В цепях линий	АКВВГ 4х2,5
РУ 10 кВ	
В цепи трансформатора	АКВВГ 4х2,5
В цепях секционных выключателей	АКВВГ 4х2,5
В цепях линий	АКВВГ 4х2,5
В цепях трансформаторов собственных нужд (НН)	АКВВГ 4х2,5

Расшифровка обозначения кабеля:

- А - алюминиевая токопроводящая жила
- К - контрольный
- В - изоляция из ПВХ пластика
- В - оболочка из поливинилхлоридного пластика
- Г - отсутствие защитного покрова
- 4 - количество жил;
- 2,5 - площадь поперечного сечения силовой жилы (мм²)

6.7 Выбор трансформаторов напряжения

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном ТН}} \geq U_{\text{ном, с}}, \quad (6.7.1)$$

где $U_{\text{ном ТН}}$ – номинальное напряжение трансформатора тока;

$U_{\text{ном, с}}$ – номинальное напряжение сети.

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (6.7.2)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – суммарная нагрузка вторичной цепи ТН, ВА.

Нагрузка, подключенная к ТН, расположенным на шинах РУ 110, 35 и 10 кВ, представлена в табл. 6.6.7.

Таблица 6.7.1 – Нагрузка ТН

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка	
			Р, Вт	Q, вар
110 кВ				
Системы шин 1, 2				
ТН1 (класс точности – 0,2)				
Вольтметр для измерения фазных напряжений	ЩП120П	1,5	0,009	0,004
Регистрирующий вольтметр	ПРИМА-2000	0,5	0,72	0,348
Осциллограф	Регистратор аварийных событий «НЕВА-РАС»	0,5	0,692	0,335
Ваттметр (4 шт)	СР3021-5	0,5	27	13,068
Варметр (4 шт)	СТ3021-5	0,5	27	13,068

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка	
			P, Вт	Q, вар
110 кВ				
Системы шин 1, 2				
ТН1 (класс точности – 0,2)				
Фиксирующий прибор для определения места КЗ (2 шт)	Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП»	2	0,9	0,436
Σ P, Q нагрузки			56,321	27,259
Σ S нагрузки			62,571	
35 кВ				
Секции 1, 2				
ТН 1 (класс точности – 0,2)				
Ваттметр (2 шт)	СР3021-5	0,5	13,5	6,534
Счётчик активной энергии (4 шт)	Меркурий 231 АМ	1	20	22,36
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения	ЩП120П	0,5	0,009	0,004
Вольтметр с переключением для измерения фазных напряжений	ЩП120П	0,5	0,009	0,004
Σ P, Q нагрузки			33,518	28,902
Σ S нагрузки			44,258	
ТН 2 (класс точности – 0,5)				
Счётчик активной энергии (4 шт)	Меркурий 231 АМ	1	20	22,36
Счётчик реактивной энергии (2 шт)	Меркурий 230 АR	1	3	17,748
Счётчик реактивной энергии (6 шт)	Меркурий 230 АR	1	9	53,244
Σ P, Q нагрузки			32	93,352
Σ S нагрузки			98,684	
10 кВ				
Секции 1, 2				
ТН 1 (класс точности – 0,2)				
Ваттметр (2 шт)	СР3021-5	0,5	13,5	6,534
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения	ЩП120П	0,5	0,009	0,004
Вольтметр с переключением для измерения фазных напряжений	ЩП120П	0,5	0,009	0,004

Прибор	Наименование	Класс точности	Нагрузка	
			P, Вт	Q, вар
10 кВ				
Секции 1, 2				
ТН 1 (класс точности – 0,2)				
Счётчик активной энергии (10 шт)	Меркурий 231 АМ	1	50	55,9
Σ P, Q нагрузки			63,518	62,442
Σ S нагрузки			89,07	
ТН 2 (класс точности – 0,5)				
Счётчик активной энергии (4 шт)	Меркурий 231 АМ	1	20	22,36
Счётчик реактивной энергии (12 шт)	Меркурий 230 АR	1	18	106,488
Σ P, Q нагрузки			38	128,848
Σ S нагрузки			134,335	

Выбранные по условиям 6.7.1 и 6.7.2 ТН представлены в табл. 6.7.3.

Таблица 6.7.3 – Трансформаторы напряжения

РУ 110 кВ	
Наименование	ЗНОГМ-123 О4
Максимальная нагрузка вторичной обмотки, ВА (в классе точности 0,2)	150
РУ 35 кВ	
Наименование	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-35
Максимальная нагрузка вторичной обмотки, ВА (в классе точности 0,2)	50
Максимальная нагрузка вторичной обмотки, ВА (в классе точности 0,5)	120
РУ 10 кВ	
Наименование	ЗХЗНОЛ(П)-СВЭЛ-10М
Максимальная нагрузка вторичной обмотки, ВА (в классе точности 0,2)	90
Максимальная нагрузка вторичной обмотки, ВА (в классе точности 0,5)	150

Приборы, подключенные к линиям 110 кВ через ТТ и ТН представлены на схеме в Приложении 1.

6.8 Выбор ОПН

Выбранные ОПН представлены в табл. 6.8.1.

Таблица 6.8.1 – Выбранные ОПН

Напряжение	Наименование
110 кВ	ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1
35 кВ	ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1
10 кВ	ОПН-1-10/12,7

7 ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ

На рис. 7.1 изображена схема питания потребителей на стороне 10 кВ.

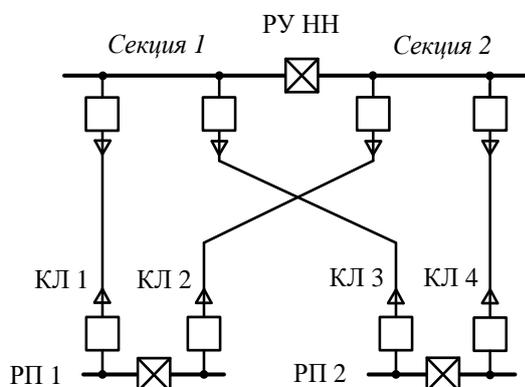


Рисунок 7.1 - Схема питания потребителей I и II категории от подстанции

Максимальный ток кабельной линии в систематическом режиме:

$$I_{\text{норм.мах}} = \frac{S_{\text{потр.мах}}}{n\sqrt{3}U_{\text{н}}},$$

где $S_{\text{потр.мах}}$ – пиковая мощность графика нагрузки 10 кВ;

n – число кабельных линий 10 кВ;

$$I_{\text{норм.мах}} = \frac{29 \cdot 1000}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 167,432 \text{ А.}$$

Расчётное сечение кабеля:

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм.мах}}}{j_{\text{ЭК}}},$$

где $j_{\text{ЭК}} = 2 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабеля с медными жилами и поливинилхлоридной изоляцией;

$$S_{\text{расч}} = \frac{167,432}{2} = 83,72 \text{ мм}^2.$$

Округлив до ближайшего стандартного сечения, получаем 95 мм². Выбираем кабель ПвБВнг-LS 3х95. Характеристики кабеля представлены в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристики кабеля ПвБВнг-LS 3х95 [6]

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Допустимый ток при прокладке в земле, А	300
Длительно допустимая температура нагрева жил, °С	90
Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км	0,092
Удельное активное сопротивление, Ом/км	0,247
Длина, км	3

Расшифровка обозначения:

- * – отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила - медная;
- Пв – изоляция из сшитого полиэтилена;
- Б – броня из стальных оцинкованных лент;
- В – оболочка из поливинилхлоридного пластика;
- нг – не распространяет горение при групповой прокладке;
- LS – с пониженным дымо- и газовыделением (low smoke);
- 3 – количество токопроводящих жил
- 95 – номинальное сечение жилы (мм²)

Сопротивления кабельной линии:

$$R = 3 \cdot 0,247 = 0,741 \text{ Ом};$$

$$X = 3 \cdot 0,092 = 0,276 \text{ Ом}.$$

Длительно допустимый ток с учётом поправок:

$$I_{\text{доп}} = K_T K_n I_{\text{доп.пасп}}$$

где K_T – коэффициент поправки на температуру окружающей среды (зимой 1,29 и летом 1,05);

$K_n = 0,85$ – коэффициент поправки, учитывающий влияние соседних кабельных линий;

$I_{\text{доп.пасп}}$ – длительно допустимый ток кабеля согласно паспортным данным, А.

Коэффициент поправки на температуру окружающей среды должен быть различным зимой и летом.

Длительно допустимый ток с учётом поправок (зима):

$$I_{\text{доп}} = 1,29 \cdot 0,85 \cdot 300 = 329 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток с учётом поправок (лето):

$$I_{\text{доп}} = 1,05 \cdot 0,85 \cdot 300 = 268 \text{ А.}$$

Необходимо выполнить проверочные расчёты для двух указанных различных режима работы подстанции.

Условие проверки по длительно допустимым токам:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}}$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нагрузки в нормальном режиме.

Нагрузка летом:

$$268 \text{ A} \geq 0,7 \cdot 167,432 \text{ A} = 117 \text{ A}.$$

Нагрузка зимой:

$$329 \text{ A} \geq 167,432 \text{ A}.$$

Для кабельных линий до 10 кВ включительно допускается превышение $I_{\text{доп}}$ при длительных перегрузках в аварийных или ремонтных режимах, если наибольший ток в нормальном режиме составляет до 80% от максимально допустимого по паспортным данным кабеля:

$$0,8I_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}}. \quad (7.1)$$

Нагрузка летом:

$$0,8 \cdot 268 \text{ A} = 214,4 \text{ A} \geq 0,7 \cdot 167,432 \text{ A} = 117 \text{ A}.$$

Нагрузка зимой:

$$0,8 \cdot 329 \text{ A} = 263,2 \text{ A} \geq 167,432 \text{ A}.$$

Условие (7.1) выполняется.

Следовательно, в послеаварийных или ремонтных режимах допускается длительная перегрузка кабельных линий до 5 суток в соответствии с условием:

$$K_{\text{ав.пер}}I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}, \quad (7.2)$$

где $K_{\text{ав.пер}} = 1,25$ – коэффициент аварийной перегрузки;

$I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный ток послеаварийного или ремонтного режима.

Максимальный ток послеаварийного режима летом:

$$I_{\text{раб.мах_лето}} = 2 \cdot I_{\text{норм.мах}} = 2 \cdot 0,7 \cdot 167,432 = 234,4 \text{ А};$$

$$K_{\text{ав.пер}} \cdot I_{\text{доп_лето}} = 1,25 \cdot 268 = 335 \text{ А};$$

$$335 \text{ А} \geq 234,4 \text{ А}.$$

Максимальный ток послеаварийного режима зимой:

$$I_{\text{раб.мах_зима}} = 2 \cdot I_{\text{норм.мах}} = 2 \cdot 167,432 = 334,86 \text{ А};$$

$$K_{\text{ав.пер}} \cdot I_{\text{доп_лето}} = 1,25 \cdot 329 = 411,25 \text{ А};$$

$$411,25 \text{ А} \geq 334,86 \text{ А}.$$

Условие (7.2) выполняется для обоих режимов.

Термическая стойкость кабельной линии сечения S к токам КЗ обеспечена в случае выполнения условия:

$$S \geq S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{Т}}}, \quad (7.3)$$

где S_{min} – минимальное термически стойкое сечение линии;

$C_{\text{Т}} = 170 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$ – расчётный коэффициент;

$B_{\text{к}}$ – интеграл Джоуля для линии при условии действия резервной защиты линии (время срабатывания – 1 с);

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{164,269 \cdot 10^6}}{170} = 75,39 \text{ мм}^2.$$

Условие (7.3) выполняется.

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U \leq 6\%; \tag{7.4}$$

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U^2} \cdot 100\%,$$

где P – передаваемая активная мощность, МВт;
 Q – передаваемая реактивная мощность, Мвар;
 R – активное сопротивление линии, Ом;
 X – индуктивное сопротивление линии;
 U – номинальное напряжение сети, кВ.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{\text{кл}_{10}} = \frac{2,32 \cdot 0,741 + 1,74 \cdot 0,276}{10^2} \cdot 100\% = 2,2 \%$$

Условие (7.4) выполняется.

Принимаем к установке кабель ПвБВнг-LS 3x95.

8 ОХРАНА ТРУДА

8.1 Электрозащитные средства

При работе человека в электроустановках имеет место опасность поражения его электрическим током. Для обеспечения безопасной работы, кроме защитных мер, таких как, выравнивание потенциалов, заземление, автоматическое отключение питания, и пр., используют специальные электротехнические приспособления (электрозащитные средства).

Основными защитными средствами называются такие изолирующие приспособления, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которые позволяют прикасаться к токоведущим частям под напряжением.

К основным электрозащитным средствам (до 1000 В), относятся:

- электроизолирующие штанги разных видов
- указатель напряжения
- электроизмерительные и электроизолирующие клещи
- ручные электроизолирующие инструменты
- электроизолирующие перчатки
- электроизолирующие средства для работы под напряжением на ВЛ 0,4 кВ

Дополнительными называются такие средства защиты, которые в отдельности от основных средств не могут при данном напряжении электроустановки обеспечить безопасность персонала и являются дополнительной мерой защиты к основным средствам. Дополнительные средства защиты испытываются повышенным напряжением, не зависящим от рабочего напряжения установки, в которой они должны применяться.

К дополнительным электрозащитным средствам (до 1000 В) относятся:

- электроизолирующие галоши, подставки и ковры
- электроизолирующие колпаки и накладки
- переносные заземления

- знаки безопасности и плакаты
- оградительные устройства
- приставные лестницы и электроизолирующие стеклопластиковые стремянки

К основным электрозащитным средствам (выше 1000 В) относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов
- электроизолирующие и электроизмерительные клещи
- указатель напряжения
- приспособления для обеспечения безопасности при проведении измерений и испытаний в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, указатели повреждения кабеля, устройства для прокола и резки кабеля)
- другие средства защиты, электроизолирующие приспособления и устройства для ремонтных работ в электроустановках под напряжением: изолирующие лестницы, полимерные изоляторы, накладки

К дополнительным электрозащитным средствам (выше 1000 В) относятся:

- электроизолирующие накладки и колпаки
- электроизолирующие боты, перчатки, ковры и подставки
- штанги для переноса и выравнивания потенциала
- лестницы приставные и стремянки электроизолирующие стеклопластиковые
- сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные
- плакаты и знаки безопасности; оградительные устройства
- заземления переносные, в том числе набрасываемые

Электрозащитные средства подлежат электрическим испытаниям для оценки их диэлектрических свойств после их изготовления, ремонта и в

процессе эксплуатации (периодические). Перед испытанием защитное средство осматривают и бракуют при наличии механических повреждений.

Испытания проводят, как правило, переменным током промышленной частоты. После испытаний проверяющая лаборатория ставит штамп на защитные средства, удостоверяющий их пригодность к дальнейшей эксплуатации.

Изолирующую часть клещей и штанг испытывают повышенным напряжением. Их считают успешно прошедшими испытания, если в течение всего их периода не возникали разряды на поверхности, не были замечены колебания показаний приборов и после снятия испытательного напряжения изолирующая часть не имела локальных нагревов.

Диэлектрические резиновые перчатки, галоши, боты, сапоги и слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками испытывают на ток утечки в ванне с водопроводной водой. Ток утечки для изделий не должен превышать 7,5 мА при повышенном напряжении. Если не произошел пробой и показания миллиамперметра не превышали норму, изделие считается выдержавшим испытания. Рукоятки указателей напряжения проверяют на электрическую прочность изоляции напряжением 1000 В в течение 1 мин, а также определяют порог зажигания неоновой лампы, который не должен превышать 90 В. Ток при испытаниях не должен превышать 4 мА.

8.2 Расчёт заземления методом наведенных потенциалов

Необходимо рассчитать заземление ОРУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ в двухслойном грунте методом наведённых потенциалов по допустимому сопротивлению [10].

Понижающая подстанция имеет два трансформатора 110/35/10 кВ с эффективно заземленной нейтралью со стороны 110 кВ.

Размеры подстанции:

$$A \times B = 65 \text{ м} \cdot 70 \text{ м} = 4550 \text{ м}^2.$$

В качестве естественных заземлителей будем использовать систему трос – опоры двух подходящих линий напряжением 110 кВ с длиной пролёта:

$$l = 250 \text{ м}.$$

Сечение троса:

$$S_{\text{тр}} = 40 \text{ мм}^2.$$

Сопротивление заземления опоры:

$$R_{\text{оп}} = 20 \text{ Ом}.$$

В качестве горизонтальных заземлителей применить полосовую сталь сечением 40·4 мм.

В качестве вертикальных – прутковую сталь:

$$d = 16 \text{ мм};$$

$$l_{\text{в}} = 5 \text{ м}.$$

Расчётные удельные сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта соответственно:

$$\rho_1 = 230 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Мощность верхнего слоя земли:

$$h_1 = 3 \text{ м.}$$

Глубина траншеи:

$$t = 0,8 \text{ м.}$$

Согласно предыдущим расчётам, ток однофазного короткого замыкания на стороне 110 кВ составляет:

$$I_{кз} = 7,983 \text{ кА.}$$

Сопротивление растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом для электроустановок выше 1 кВ при эффективно заземленной нейтрали (т.е. при больших токах замыкания на землю).

Поскольку на сопротивление естественных заземлителей влияют многие факторы (активная изоляция на трубах или резиновые прокладки в стыках труб, различная глубина заложения протяженного заземлителя в земле и т.п.), сопротивление естественного заземлителя для двух линий определим по формуле:

$$R_e = \sqrt{\frac{R_{оп} \cdot r_T}{n_T}}, \quad (8.2.1)$$

где $R_{оп}$ - расчётное, т. е. наибольшее (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления опоры, Ом;

r_T - активное сопротивление троса на длине одного пролета, Ом;

n_T - число тросов на опоре;

$$r_T = 0,15 \cdot \frac{l}{S_{тр}} = 0,15 \cdot \frac{250}{40} = 0,937 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление естественного заземлителя для двух линий определяем по формуле (8.2.1):

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{R_{0П} \cdot r_T}{n_T}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{20 \cdot 0,937}{2}} = 1,53 \text{ Ом.}$$

При использовании естественных заземлителей (что дает значительную экономию средств) сопротивление искусственного заземления:

$$R_{И} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{1,53 \cdot 0,5}{1,53 - 0,5} = 0,742 \text{ Ом.}$$

Составляем предварительную схему заземлителя на подстанции (рис. 8.2.1).

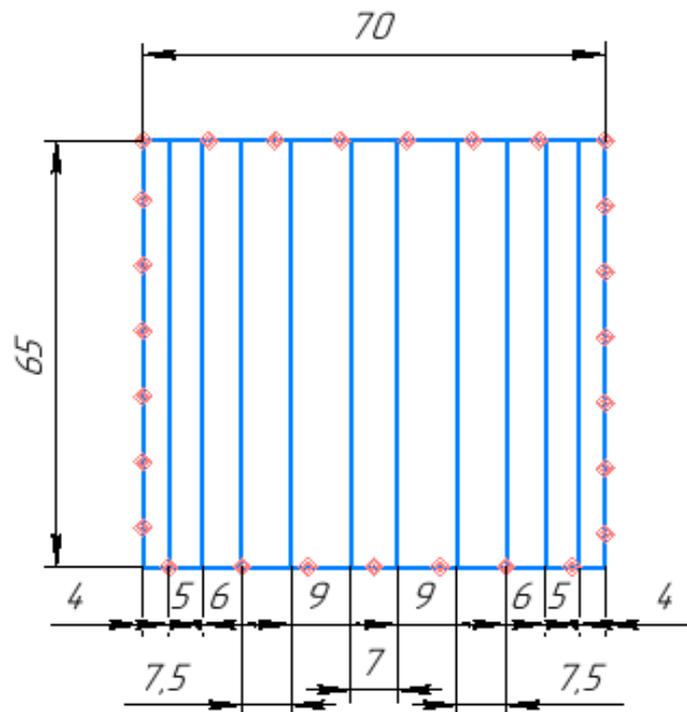


Рисунок 8.2.1 - Предварительная схема заземлителя

По предварительной схеме определяем суммарную длину горизонтальных электродов и количество вертикальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 920 \text{ м};$$

$$n = 27 \text{ шт.}$$

Длина одной стороны модели (примем 68 м):

$$\sqrt{S} = \sqrt{4550} = 67,45 \text{ м.}$$

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{920}{2 \cdot 68} - 1 = 5,76.$$

Принимаем $m = 6$.

Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (6 + 1) \cdot 68 = 952 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{68}{6} = 11,33 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 68}{27} = 10 \text{ м.}$$

На рис. 8.2.2 представлена расчётная схема заземлителя.

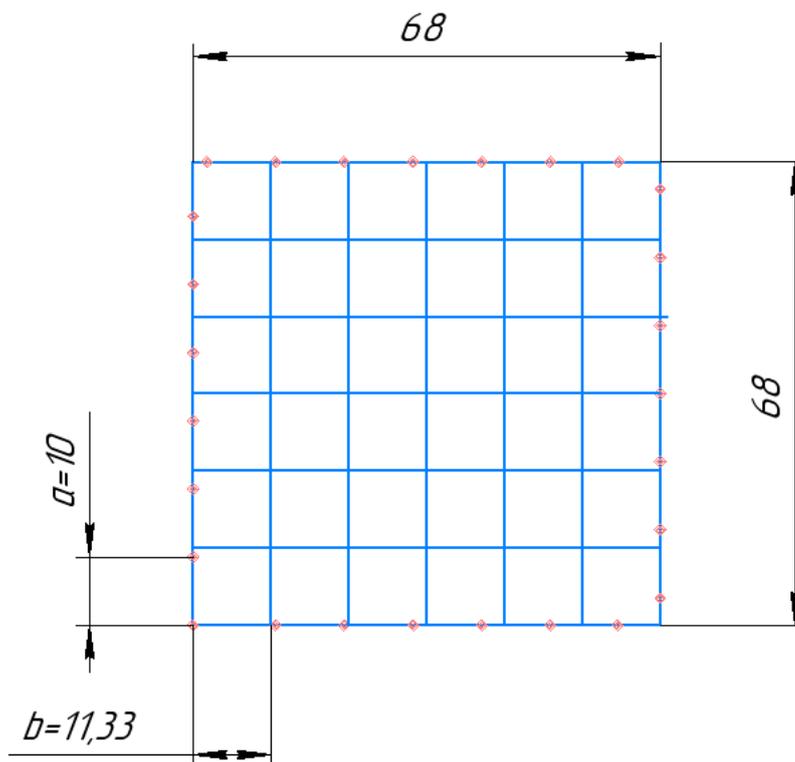


Рисунок 8.2.2 - Расчётная модель заземлителя

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = l_B \cdot n = 135 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{68} = 0,085 \text{ м.}$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{3 - 0,8}{5} = 0,44 \text{ м.}$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта для сложного заземлителя:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^K ;$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{230}{100} = 2,3;$$

$$k = 0,43 \cdot (1_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{Б}}}) = 0,43 \cdot \left(0,44 + 0,272 \cdot \ln \frac{10 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) =$$

$$= 0,31;$$

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^K = 100 \cdot \left(\frac{230}{100}\right)^{0,31} = 129,46 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию сложного заземлителя:

$$R_{\text{И}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{Б}}}, \quad (8.2.2)$$

где $A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{отн}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,085 = 0,372$.

Тогда по формуле (8.2.2):

$$R_{\text{И}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{Б}}} = 0,372 \cdot \frac{129,46}{68} + \frac{129,46}{952 + 135} = 0,827 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учетом сопротивления естественного заземлителя):

$$R_{\text{З}} = \frac{R_{\text{И}} \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{И}} + R_{\text{е}}} = \frac{0,742 \cdot 1,53}{0,742 + 1,53} = 0,4996 \text{ Ом}.$$

Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийном режиме:

$$\varphi_{з.у} = I_{кз} \cdot R_з = 7983 \cdot 0,598 = 4,773 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ.}$$

Такой потенциал допустим.

При таких условиях сопротивление заземлителя подстанции соответствует требуемому.

9 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Согласно требованиям ПАО «Россети», в сфере проектирования объектов электроэнергетики в настоящее время осуществляется переход к созданию информационных моделей [9].

Информационная модель объекта (BIM – Building Information Model) – это согласованная, многомерная, взаимосвязанная и скоординированная числовая информация о каком-либо объекте строительства, поддающаяся расчетам и анализу и имеющая геометрическую привязку.

На базе этой модели организовывается работа всех участников строительного и эксплуатационного процесса (проектировщик, заказчик, эксплуатирующая организация, подрядчик и т.д.).

Информационное моделирование электросетевых объектов включает в себя все этапы жизненного цикла объекта, начиная с планирования, задания на проектирование и заканчивая эксплуатацией, ремонтом и демонтажем. На всех стадиях жизненного цикла объекта участники строительного процесса работают в едином информационном пространстве (с едиными библиотеками материалов, оборудования, элементов объектов промышленного и гражданского строительства и всех видов работ).

Особенность такого подхода заключается в том, что строительный объект проектируется практически как единое целое: редактирование какого-либо из его параметров приводит к автоматическому изменению связанных с ним параметров и объектов (визуализаций, чертежей, спецификаций и календарного графика).

Информационная модель динамична, изменения в нее могут вноситься на любом этапе всеми участниками процесса.

Наличие цифровых моделей оборудования позволяет перейти к созданию цифрового двойника — виртуальной программной копии систем и оборудования, моделирующей их поведение.

Цифровой двойник - это совокупность упорядоченной информации о производственном активе (основных средствах предприятия) и связях между его составными частями, постоянно обновляющийся и пополняющийся в режиме реального времени. Она является полной, эталонной математической моделью реального объекта.

Решение представляет собой цифровой конструктор, в котором пользователь может смоделировать энергообъект из типовых блоков, состоящих из имеющегося на рынке оборудования и систем управления энергообъектами. Элементы могут объединяться между собой в единую систему (схему), правильность построения которой проверяется программой средой.

Важным фактором является то, что повышается качество проектной и рабочей документации, появляется возможность устранения вероятных ошибок на всех стадиях проектирования.

При этом сокращается время на проверку модели в 6 раз и существенно уменьшается время на составление спецификации.

Обмен данными должен производиться таким образом, чтобы была возможность разделять модель на несколько частей, взаимодействовать с различными её компонентами из локальных и внешних баз данных.

На первом этапе внедрения технологии с помощью различных САПР создаются цифровые модели оборудования и подсистем.

Для осуществления цифрового моделирования может быть использована программа AutoCad Revit. В её расширении Dynamo можно осуществлять программирование на языке Python для автоматизации проектирования объектов электроэнергетики. Для этих целей в Autocad Revit есть возможность создавать «семейства» (библиотеки Python), содержащие списки оборудования для установки.

Таким образом, при помощи программирования на языке Python в AutoCad Revit возможно существенно упростить процесс проектирования электроэнергетических объектов и исключить многие ошибки.

10 ПРОГРАММА ДЛЯ ВЫБОРА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Согласно ГОСТ 14209-85 (Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1)) силовые трансформаторы должны быть выбраны по их предельной перегрузочной способности в зависимости от номинальной мощности, типа охлаждения, температуры окружающей среды, числа часов перегрузки и конфигурации графика нагрузки потребителей, а также длительности рассматриваемого режима работы трансформатора (аварийный, систематический).

Для упрощения выбора силовых трансформаторов и исключения ошибок была создана программа (Python), учитывающая все вышеописанные зависимости, в т. ч. содержит таблицы коэффициентов допустимой перегрузки из ГОСТ 14209-85. На рисунках 9.1 – 9.5 показан интерфейс программы и результаты её работы в зависимости от введённых исходных данных. Код программы представлен в Приложении 2.

The screenshot shows a software window titled "Dialog" with a background image of power lines. The interface includes the following elements:

- Режим:** Radio buttons for "Систематический" (selected) and "Аварийный".
- Input Fields:** Two columns of 12 input boxes each, labeled "Часы" and "Мощность, МВА".
- Additional Inputs:** "Предполагаемая Sном, МВА" (input box), "Тип охлаждения" (dropdown menu with "М" selected), and "Температура" (dropdown menu with "-20" selected).
- Buttons:** A "Рассчитать" button.
- Results Section:** A "Результаты" label followed by two output boxes: "Допустимый Kперегрузки по температуре" and "Фактический Kзагрузки".

Рисунок 9.1 – Интерфейс программы

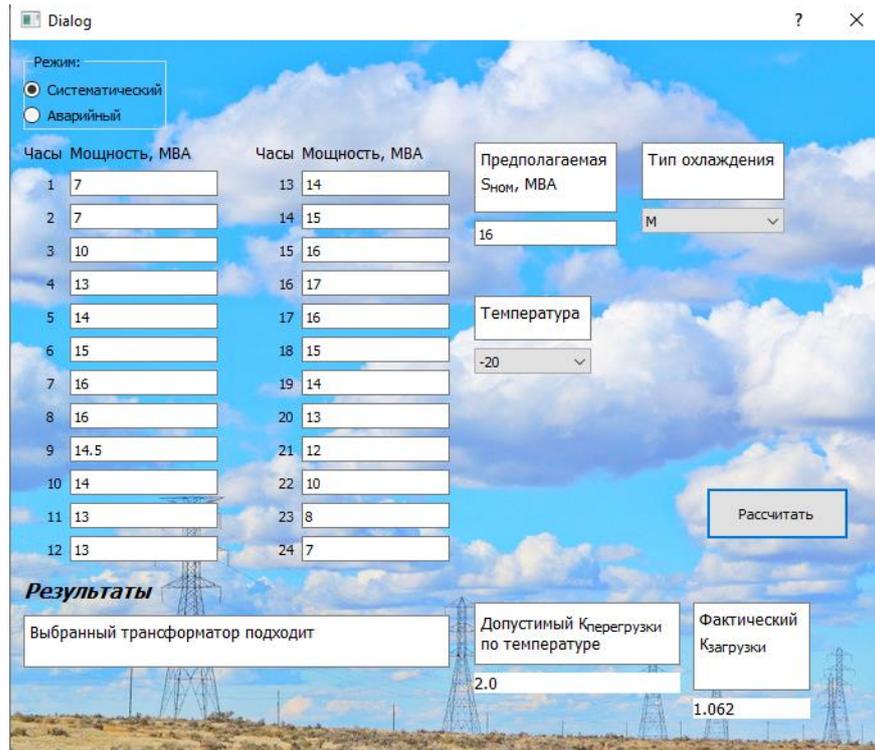


Рисунок 9.2 – Результат работы программы (подходящая мощность трансформатора)

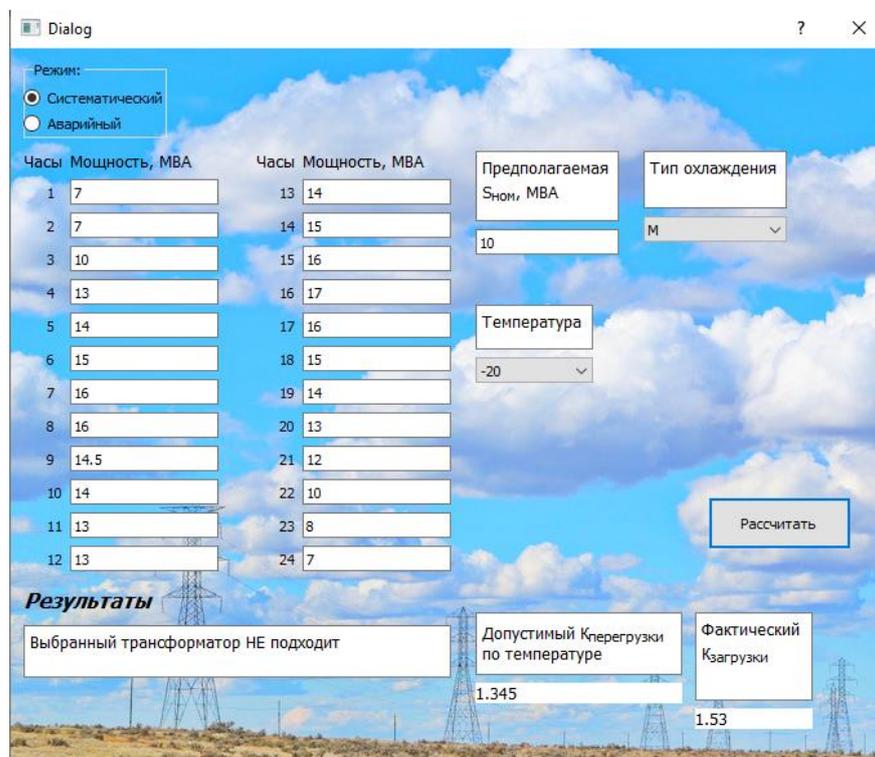


Рисунок 9.3 – Результат работы программы (неподходящая мощность трансформатора)

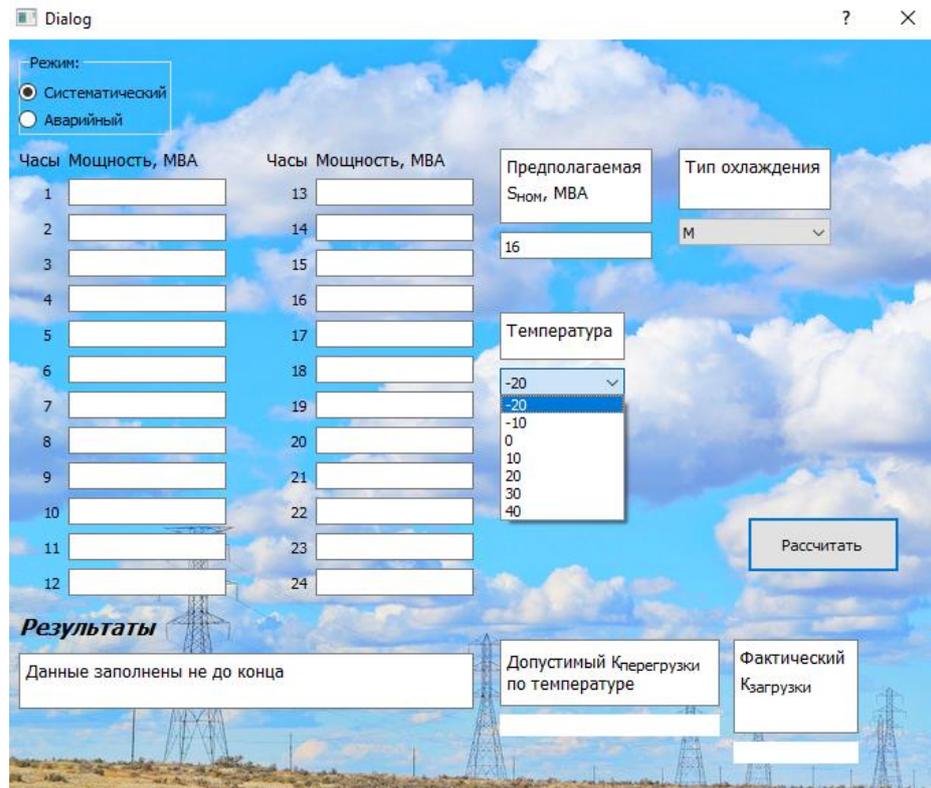


Рисунок 9.4 – Результат работы программы (неполные данные)

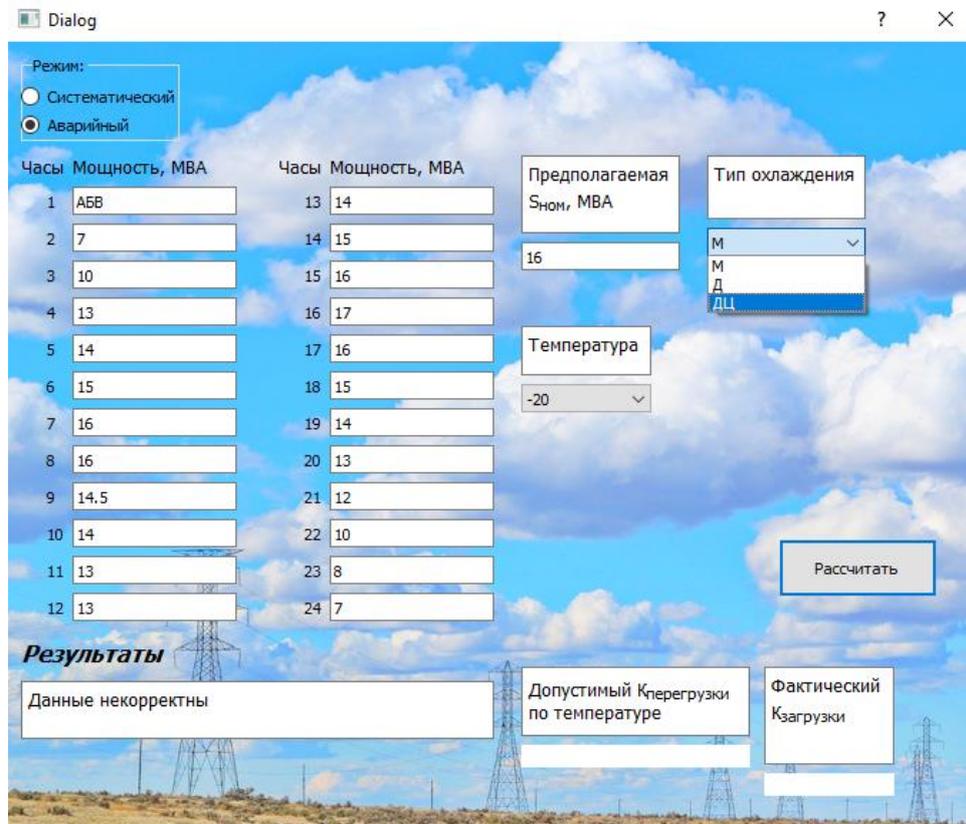


Рисунок 9.5 – Результат работы программы (некорректные данные)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы было выполнено проектирование типовой транзитной понижающей подстанции 110/35/10 кВ.

Были выбраны провода одноцепных линий связи подстанции с энергосистемой и транзитных линий, а также силовые трансформаторы.

С точки зрения расчёта ЧДД проекта более выгодной оказалась схема с двумя трёхобмоточными трансформаторами.

По рассчитанным токам КЗ и токам утяжелённого режима, а также нагрузке измерительных трансформаторов было выбрано высоковольтное оборудование. Были выбраны кабели для линий к потребителям на стороне 10 кВ.

Была создана программа на языке Python с интерфейсом для выбора силовых трансформаторов согласно требованиям действующего межгосударственного стандарта [7]. Программа полностью учитывает утверждённый ГОСТом алгоритм выбора масляных трансформаторов, включая таблицы нормированных коэффициентов, все имеющиеся в них параметры и их взаимосвязь.

В рамках ознакомления с текущими требованиями ПАО «Россети» была рассмотрена программа AutoCad Revit, позволяющая существенно упростить процесс создания проектов различных сооружений, в т. ч. электроэнергетических объектов. В её расширениях можно осуществлять программирование на Python для автоматизации проектирования объектов электроэнергетики.

Все результаты выполненной работы представлены в Приложениях 1 - 3.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ

1. Выключатель высоковольтный вакуумный типа ВБЭ-110 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.elvest.ru/data/vbe110.pdf> - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
2. Выключатели вакуумные высоковольтные 27,5 - 35 кВ. Основные технические характеристики [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbs-35/teh_harakter_vbs_35/ - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
3. Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10 кВ. Основные технические характеристики [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/teh_harakter_vbe_10-315/ - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
4. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на I квартал 2020 года [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.minstroyrf.ru/upload/iblock/6f4/5414_IF09-ot-19.02.2020.pdf - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
5. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ. Основные технические характеристики [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.abs-elteh.ru/production/kru-6-10-kv/> - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
6. КПС. С изоляцией из сшитого полиэтилена 10кВ. ПвБВнг-LSПвБВнг-LS 3x95/70 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/pvbnng-ls-10kv/pvbnng-ls-3x95/70.html/> - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)
7. ГОСТ 14209-85. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. (с Изменением

№ 1) [Текст]. – Взамен ГОСТ 14209-69; Введ. с 01.07.85. – Москва: Изд-во стандартов, 1985. – 54 с.

8. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – Седьмое издание перераб. и доп. – М.: ЗАО Энергосервис, 2002. – 275 с.

9. Приложение 1 к распоряжению ПАО «Россети» от 24.12.2018 № 568р. Технологический реестр по основным направлениям инновационного развития / ПАО «РОССЕТИ». – М.: 2018. – 39 с.

10. Проектирование и расчёт защитного заземления: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: А.М. Парахин, О.В. Тихонова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 49 с.

11. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

12. Свердловский завод трансформаторов тока. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-35 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.czt.ru/tol_35.html/- Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)

13. Стандарт организации. Сборник «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований» 324 тм - т1 для электросетевых объектов [Электронный ресурс]: СТО 56947007-29.240.01.271-2019. – Введ. 2019 – 07 – 24. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 135 с. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf. – Загл. с экрана.

14. Стандарт организации. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов [Электронный ресурс]: СТО 56947007-29.240.124-2012. – Введ. 2012 – 07 – 09. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 135 с. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.124-2012.pdf. – Загл. с экрана.

15. Стандарт организации. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: СТО 56947007-29.240.10.248-2017. – Введ. 2017 – 08 – 25. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017.pdf. – Загл. с экрана.

16. Сухие трансформаторы с литой изоляцией. Трансформаторы ТСЗ (ТСЗЛ) [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://nipro-energo.ru/silovye-transformatory/tsz-630/>- Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)

17. Технический каталог. Измерительные трансформаторы: разработ. и изготовитель "СВЭЛ". Екатеринбург: 2019. - 191 с. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://drive.google.com/file/d/1n6tF4qHVex3fNYORBbHXihDiU4FBb12a/view/> - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)

18. ТОГФ-110, 220 (УХЛ1) Трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220/- Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)

19. Тольяттинский трансформатор. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php - Заглавие с экрана. - (Дата обращения: 13.05.2020)