

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части городской концевой
понижительной подстанции 110/10/10 кВ»

Студент

И.А. Токарев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена реконструкция электрической части ПС 110/10/10 кВ. Выполнен расчет электрических нагрузок ПС, на основании которого выбирается тип, количество и мощность трансформаторов. Выполнен расчет ТКЗ. Кроме того, в процессе разработки проекта реконструкции ПС был произведен выбор электрической аппаратуры и проводников, системы измерений, а также собственных нужд (с.н.).

ВКР включает в себя пояснительную записку, объемом 60 листов, содержащий 21 таблицу, 8 рисунков. Графическая часть состоит из 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Характеристика реконструируемой подстанции	5
2 Расчёт электрических нагрузок ПС.....	7
3 Выбор силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции района города.....	9
4 Выбор схемы электрических соединений на стороне ВН и НН	23
5 Расчёт токов КЗ	27
6 Выбор электрооборудования	32
7 Система измерений на ПС.....	44
8 Собственные нужды ПС	45
9 Релейная защита и автоматика.....	47
10 АИИС КУЭ	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	53
ПРИЛОЖЕНИЕ А	55

ВВЕДЕНИЕ

В современной электроэнергетике происходит постоянно совершенствование существующего электрооборудования. Постоянная модернизация электрооборудования дает возможность создавать экономичные и надежные СЭС районов городов, промышленных предприятий, а также отдельных жилых и общественных зданий. На сегодняшний день внедряется микропроцессорная техника, элегазовое и вакуумное электрооборудование. Постоянное увеличение электрических нагрузок (ЭН) приводит к необходимости заменять установленные трансформаторы на более мощные, и соответственно возникает необходимость менять остальное электрооборудование подстанций. Часть оборудования, установленного на ПС физически и морально устарело, подходит к концу срок службы, что значительно сокращает уровень надежности питания потребителей подстанции, и ограничивает возможность подключения новых потребителей.

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

Цель работы заключается в разработке проекта реконструкции ПС 110/10 кВ для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и расширению подстанции для подключения новых потребителей.

На основании поставленной цели следует решить нижеприведенные задачи:

1. Выбрать тип, количество и мощность силовых трансформаторов;
2. Рассчитать токи КЗ и выбрать выключатели, разъединители, ТТ и ТН;
3. Рассмотреть преимущества РЗиА;
4. Изучить АИИСКУЭ и ее функции.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

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

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

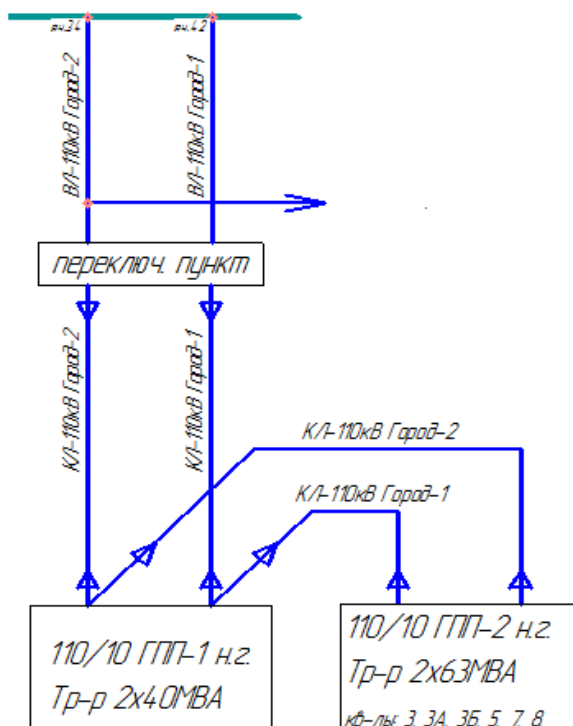


Рисунок 1 – Схема электроснабжения ГПП-1 и ГПП-2

РУ 110 кВ выполнено открытым. В схеме ОРУ предусматривается ремонтная перемычка. На территории ПС располагается здание, в котором установлено ЗРУ 10 кВ, которое включает в себя ячейки КРУ, устройства РЗиА, и кроме того источники оперативного тока.

На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/110/10/10. На стороне ВН установлены маломасляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250. Для защиты трансформаторов от грозových перенапряжений со стороны воздушных линий 110 кВ на каждой СШ смонтированы разрядники типа РВС-110. В РУ 10 кВ используются масляные выключатели ВМП. Для электроснабжения потребителей с.н. применяются два трансформатора ТМ-63/10/0,4.

2 Расчёт электрических нагрузок ПС

Для выбора номинальной мощности трансформаторов необходимо построить годовые графики ЭН, основа для которого - это суточные графики зимнего периода и летнего периода по ПС, представленные в приложении А. Принимается допущение, в регионе размещения подстанции 213 дней длится зимний период и 153 дня летний период.

Суточные графики получаются сложением графиков ЭН отдельных секций для дня зимнего периода и летнего периода (рисунок 2). Графики ступенчатые. При построении годового графика по оси координат откладываются ЭН, МВА, по оси абсцисс - часы года от 0 до 8760.

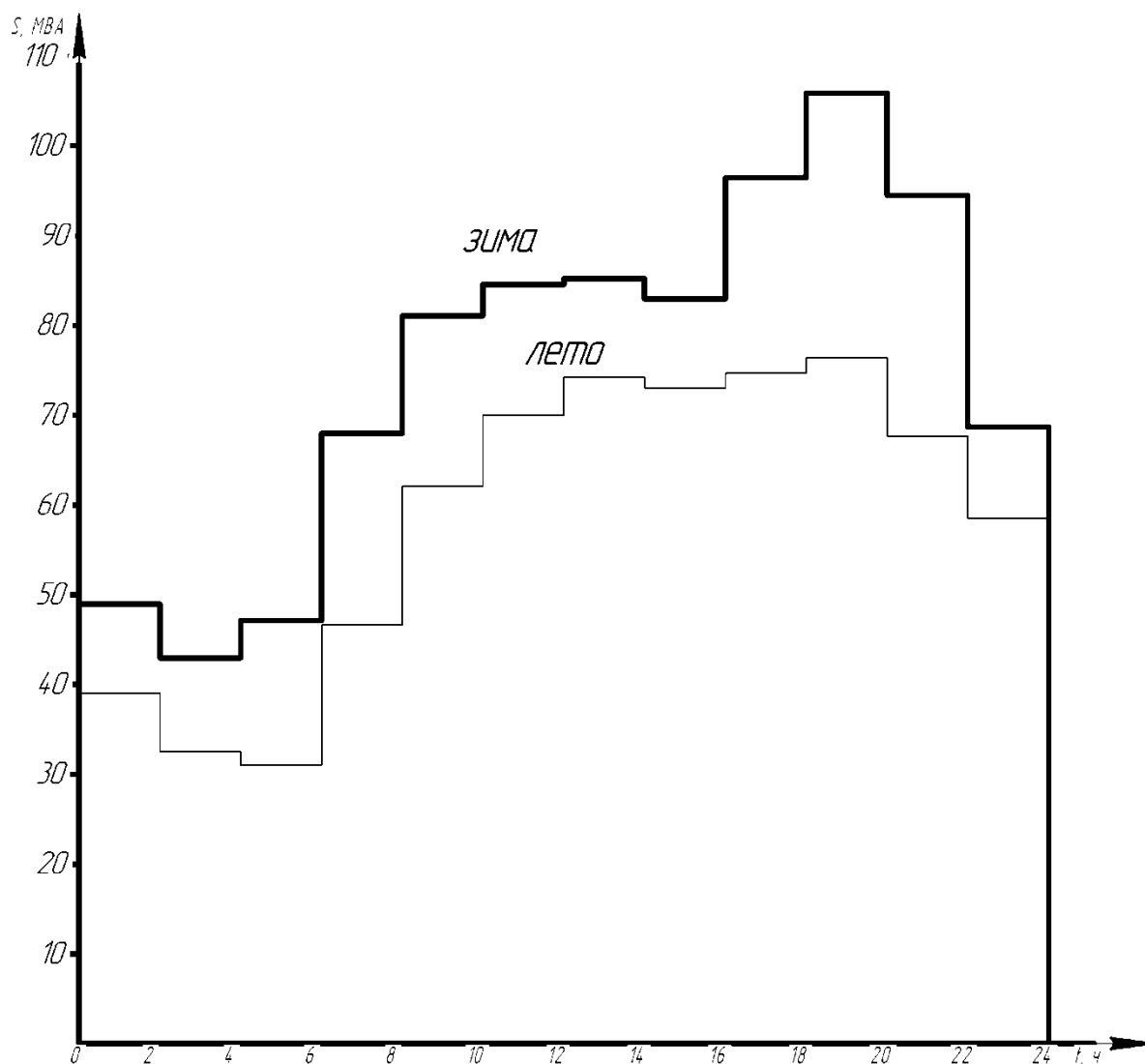


Рисунок 2 – Суточный график ЭН для дня зимнего периода и летнего периода

Годовой график ЭН имеет 24 ступени с различной продолжительностью, ступени длительностью 306 часов относятся к летнему периоду, 426 – зимнему.

По рассчитанным данным строится годовой график ЭН, представленный на рисунке 3.

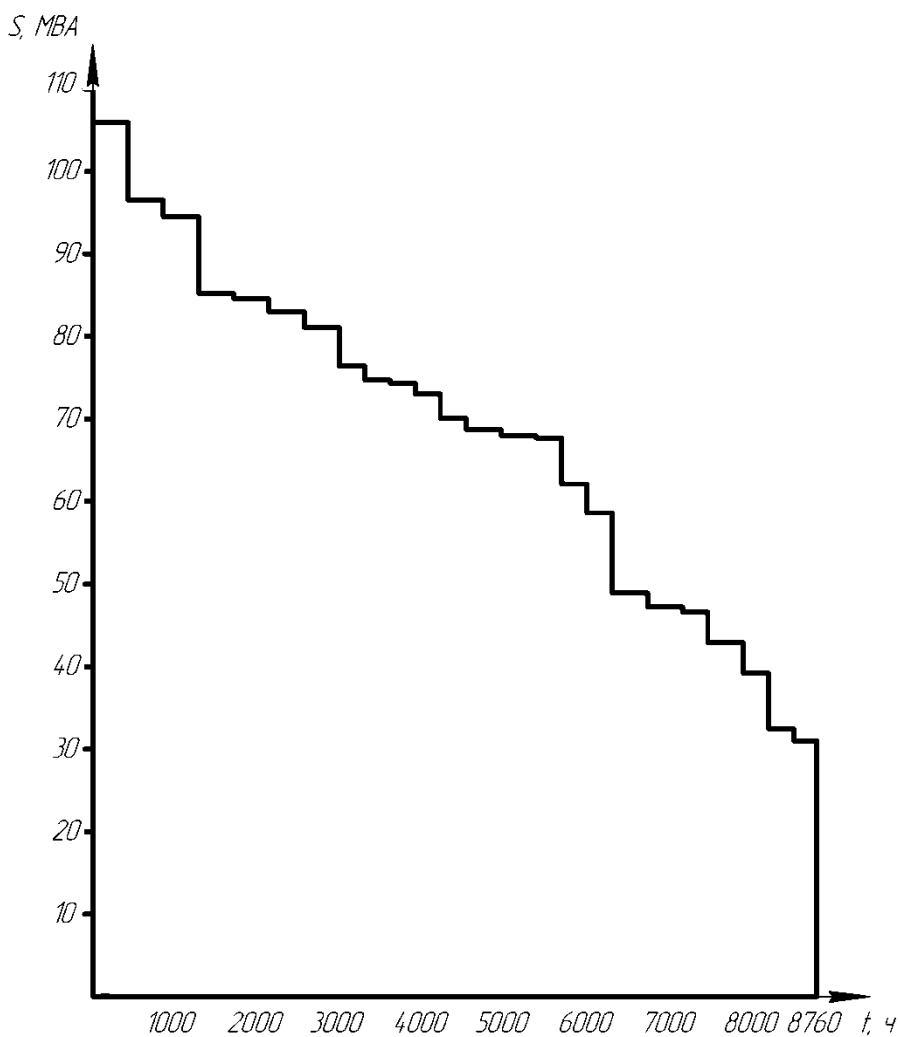


Рисунок 3 – Годовой график ЭН по времени использования в году

3 Выбор силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции района города

«Число трансформаторов на подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, которые в соответствии с ПУЭ подразделяются на категории, экономической выгодностью числа включенных трансформаторов, а также НТП.

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

1. Используется трёхфазный трансформатор.
 2. Так как на подстанции два уровня напряжения, следует применять двух обмоточный трансформатор.
 3. Трансформатор должен обладать встроенным устройством РПН
- Мощность трансформаторов ПС определяется» из условия [3, 14]

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

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

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

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

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

При проведении ТЭС к рассмотрению принимаются два вида трансформаторов, по формуле (1). Выбираются либо два трансформатора ТРДН-80000/110/10/10, либо два ТРДЦН-125000/110/10/10.

Расчет потерь электрической энергии в трансформаторах выполняется по методике, приведенной в [3].

Величина приведенных потерь

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

где $k_{з.в.i}$, $k_{з.н1i}$, $k_{з.н2i}$ – коэффициенты загрузки обмоток трансформатора.

Коэффициент загрузки ВН

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

где S_B – расчетные ЭН обмоток трансформатора ВН из графика на i -ой ступени.

Коэффициенты загрузки НН трансформатора

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

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

где S_{H1i} , S_{H2i} – расчетные ЭН обмоток трансформатора НН из графика на i -ой ступени.

Величина приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме ХХ

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

где ΔP_κ – потери XX трансформатора;

κ_{un} – коэффициент изменения потерь, зависящий от удаленности электроприемников от ИП. Для расчетов принимается $\kappa_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}$;

Q_x – потери реактивной мощности (РМ) трансформатора в режиме XX.

Потери РМ трансформатора в режиме XX

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

где $I_x(\%)$ – ток XX.

Величина приведенных потерь активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора НН

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

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

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

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

$Q_{\kappa.в.}$, $Q_{\kappa.Н1.}$, $Q_{\kappa.Н2.}$ – потери РМ соответствующих обмоток трехфазного трансформатора НН в режиме КЗ.

Потери активной мощности КЗ

$$P_{к.в.} = 0, \quad (11)$$

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

Потери РМ соответствующих обмоток

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

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

где $U_{к.в.}$, $U_{к.Н1.}$, $U_{к.Н2.}$ – напряжение КЗ обмоток трехфазного трансформатора, которые

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

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

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

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

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в.i} + \sum \Delta W_{к.Н1i} + \sum \Delta W_{к.Н2i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в.} \cdot k_{3.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н1.} \cdot k_{3.Н1.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н2.} \cdot k_{3.Н2.i}^2 \cdot T_i \right), \quad (17)$$

где i – порядковый номер ступени графика ЭН, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

n_i – количество трансформаторов на подстанции;

T_i – продолжительность нахождения ЭН S_i на i -ой ступени.

Рассматривается вариант ПС с трансформаторами ТРДН-80000/110/10/10, параметры которых даны в таблице 1 [6].

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

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

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

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

Величина потерь РМ трансформатора в режиме ХХ (7)

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

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

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

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

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

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

$$P_{к.в.} = 0,$$

$$P_{к.Н1.} = P_{к.Н2.} = 2 \cdot 620 = 1240 \text{ кВт}.$$

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 2 – Расчет потерь электрической энергии

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.Bi}$	$k_{з.H1i}$	$k_{з.H2i}$	$\Delta W_{к.Bi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H2i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	105903,6	52945,2	52958,4	2	426	80088	1,324	0,662	0,662	19596,6	126413,1	126476,1
2	96479,1	49302,0	47177,1	2	426	80088	1,206	0,616	0,590	16263,9	109614,5	100369,2
3	94515,3	47995,2	46520,1	2	426	80088	1,181	0,600	0,582	15608,6	103880,6	97593,3
4	85233,9	43621,6	41612,3	2	426	80088	1,065	0,545	0,520	12693,6	85810,8	78087,8
5	84583,3	43463,2	41120,1	2	426	80088	1,057	0,543	0,514	12500,5	85188,8	76251,3
6	82966,9	42570,0	40396,9	2	426	80088	1,037	0,532	0,505	12027,3	81723,4	73592,6
7	81072,8	41518,4	39554,4	2	426	80088	1,013	0,519	0,494	11484,4	77735,6	70555,0
8	76395,8	39353,9	37423,0	2	306	57528	0,955	0,492	0,468	7325,0	50167,9	45365,8
9	74737,0	37926,1	37041,9	2	306	57528	0,934	0,474	0,463	7010,4	46593,6	44446,4
10	74255,0	37313,9	36329,0	2	306	57528	0,928	0,466	0,454	6920,3	45101,7	42752,0
11	73041,0	36790,0	36251,0	2	306	57528	0,913	0,460	0,453	6695,8	43844,0	42568,7
12	70050,3	35854,7	34195,6	2	306	57528	0,876	0,448	0,427	6158,7	41643,1	37878,5
13	68711,4	35437,6	33273,8	2	426	80088	0,859	0,443	0,416	8249,3	56632,7	49927,9
14	67984,8	34865,6	33119,2	2	426	80088	0,850	0,436	0,414	8075,8	54819,3	49465,2
15	67693,1	34285,4	33407,7	2	306	57528	0,846	0,429	0,418	5751,2	38077,6	36153,0
16	62097,5	32036,8	30060,7	2	306	57528	0,776	0,400	0,376	4839,7	33246,8	29271,7
17	58562,3	30148,4	28413,9	2	306	57528	0,732	0,377	0,355	4304,4	29442,9	26152,5

Продолжение таблицы 2

18	48920,6	25207,6	23713,0	2	426	80088	0,612	0,315	0,296	4181,6	28655,1	25357,9
19	47157,7	24257,2	22900,5	2	426	80088	0,589	0,303	0,286	3885,6	26535,1	23649,8
20	46601,8	23824,4	22777,3	2	306	57528	0,583	0,298	0,285	2725,7	18386,3	16805,7
21	42948,4	22246,4	20702,0	2	426	80088	0,537	0,278	0,259	3222,9	22318,2	19326,9
22	39179,1	19923,3	19255,7	2	306	57528	0,490	0,249	0,241	1926,5	12858,0	12010,8
23	32479,1	16546,8	15932,3	2	306	57528	0,406	0,207	0,199	1324,0	8869,1	8222,6
24	31009,5	15707,6	15301,9	2	282	53016	0,388	0,196	0,191	1112,2	7365,4	6989,9
Суммарные потери						1646880				183884	1234924	1139271
Суммарные значение потерь по подстанции										4204958		

Рассчитаем значение стоимости годовых потерь электрической энергии в трансформаторах по формуле

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

где $C_{\text{э}} = 1,4$ - цена 1 кВт·ч электрической энергии;

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

Величина приведённых затрат

$$Z_{\text{np}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{э}}, \quad (19)$$

где $E_{\text{н}} = 0,1$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K —цена трансформаторов подстанции, цена двух трансформаторов ТРДН-80000/110/10/10 составляет 55200тыс.руб.;

$E_{\text{н}} = 0,1$ — нормативный коэффициент дисконтирования;

$I_{\text{о}}$ — годовые отчисления, руб;

$$I_{\text{о}} = p_{\text{ом}} \cdot K = 0,094 \cdot 55200000 = 5188800 \text{ руб}, \quad (20)$$

где $p_{\text{ом}}$ — коэффициент отчислений.

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

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

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

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

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

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

Величина потерь РМ трансформатора в режиме ХХ (7)

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

Величина приведенных потерь активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора рассчитываются по выражениям (8), (9), (10)

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

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

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

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

$$P_{к.в.} = 0,$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4 – Расчет потерь электрической энергии

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3.Bi}$	$k_{3.H1i}$	$k_{3.H2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H2i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	105904	52945	52958	2	426	114487,5	0,847	0,424	0,424	12541,8	74455,9	74493,1
2	96479	49302	47177	2	426	114487,5	0,772	0,394	0,377	10408,9	64561,7	59116,4
3	94515	47995	46520	2	426	114487,5	0,756	0,384	0,372	9989,5	61184,5	57481,4
4	85234	43622	41612	2	426	114487,5	0,682	0,349	0,333	8123,9	50541,6	45992,9
5	84583	43463	41120	2	426	114487,5	0,677	0,348	0,329	8000,3	50175,2	44911,2
6	82967	42570	40397	2	426	114487,5	0,664	0,341	0,323	7697,5	48134,2	43345,2
7	81073	41518	39554	2	426	114487,5	0,649	0,332	0,316	7350,0	45785,4	41556,1
8	76396	39354	37423	2	306	82237,5	0,611	0,315	0,299	4688,0	29548,3	26720,0
9	74737	37926	37042	2	306	82237,5	0,598	0,303	0,296	4486,6	27443,1	26178,5
10	74255	37314	36329	2	306	82237,5	0,594	0,299	0,291	4429,0	26564,4	25180,5
11	73041	36790	36251	2	306	82237,5	0,584	0,294	0,290	4285,3	25823,6	25072,5
12	70050	35855	34196	2	306	82237,5	0,560	0,287	0,274	3941,6	24527,3	22310,0
13	68711	35438	33274	2	426	114487,5	0,550	0,284	0,266	5279,5	33356,1	29407,0
14	67985	34866	33119	2	426	114487,5	0,544	0,279	0,265	5168,5	32287,9	29134,5
15	67693	34285	33408	2	306	82237,5	0,542	0,274	0,267	3680,8	22427,3	21293,7
16	62098	32037	30061	2	306	82237,5	0,497	0,256	0,240	3097,4	19582,0	17240,7

Продолжение таблицы 4

17	58562	30148	28414	2	306	82237,5	0,468	0,241	0,227	2754,8	17341,5	15403,5
18	48921	25208	23713	2	426	114487,5	0,391	0,202	0,190	2676,2	16877,5	14935,5
19	47158	24257	22900	2	426	114487,5	0,377	0,194	0,183	2486,8	15628,9	13929,5
20	46602	23824	22777	2	306	82237,5	0,373	0,191	0,182	1744,4	10829,3	9898,4
21	42948	22246	20702	2	426	114487,5	0,344	0,178	0,166	2062,7	13145,1	11383,4
22	39179	19923	19256	2	306	82237,5	0,313	0,159	0,154	1233,0	7573,2	7074,2
23	32479	16547	15932	2	306	82237,5	0,260	0,132	0,127	847,3	5223,8	4843,0
24	31010	15708	15302	2	282	75787,5	0,248	0,126	0,122	711,8	4338,2	4117,0
Суммарные потери						2354250				117686	727356	671018
Суммарные значение потерь по подстанции										3870310		

Цена годовых потерь электрической энергии в трансформаторах (18)

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = 3870310 \cdot 1,4 = 5418434 \text{ руб.}$$

Величина годовых отчислений (20)

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

Величина приведённых затрат (19)

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

Вычисленные потери электроэнергии и затраты даны в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение трансформаторов ТРДН-80000/110/10/10 и ТРДЦН-125000/110/10/10

Мощность трансформаторов, МВА	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	Стоимость годовых потерь электроэнергии, руб	Годовые отчисления, руб	Приведённые затраты, руб
80	4204958	5886942	5188800	16595742
125	3870310	5418434	7990000	21908434

Величина приведенных затрат для трансформатора ТРДН-80000/110/10/10 значительно меньше, чем у трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10. На основании этого за расчетный принимается трансформатор ТРДН-80000/110/10/10.

4 Выбор схемы электрических соединений на стороне ВН и НН

Электрические схемы распределительных устройств рассматриваемой подстанции необходимо выбирать на основании рекомендаций, изложенных в СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [5].

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

Схема РУ ВН

На стороне ВН есть 2 присоединения, ПС тупиковая. Существующая схема приведена на рисунке 4. В качестве возможного варианта РУ ВН рассматривается схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой» [6], она показана на рисунке 5.

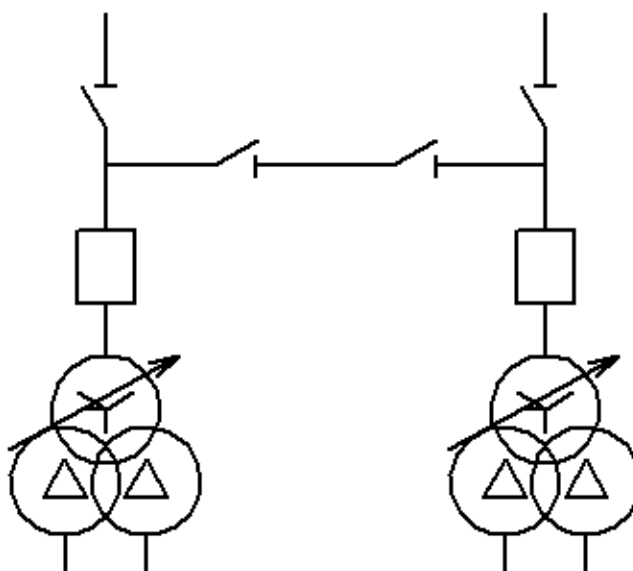


Рисунок 4 – Схема РУ ВН

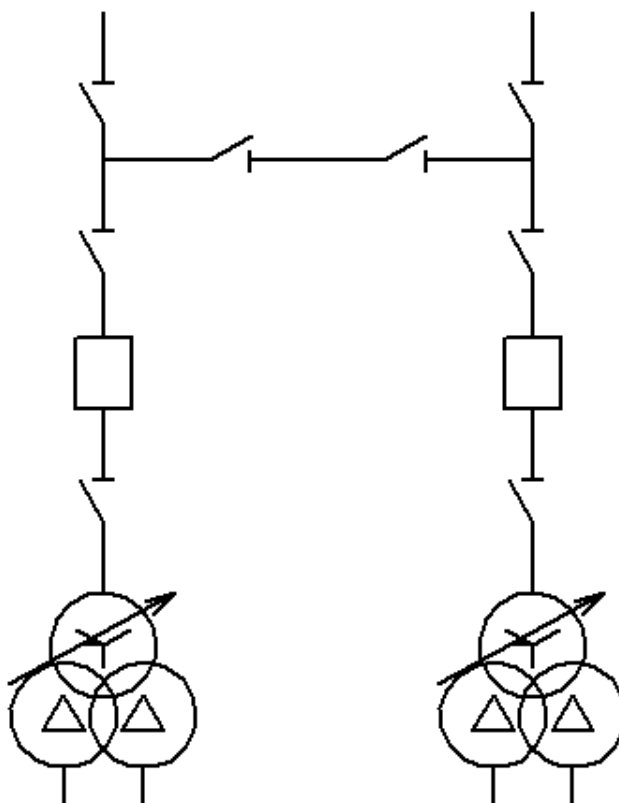


Рисунок 5 – Схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой»

Можно применить данную схему, так как ПС тупиковая, и небольшое число вводов. Схема является дешевой и простой. Однако данная схема имеет ряд значительных недостатков: в случае отключения ЛЭП отключается силовой трансформатор, что может стать причиной перегрузки оставшегося в работе. Для того, чтобы этого избежать предусматривается ремонтная перемычка, но в данном случае трансформаторы включаются между собой без выключателя. Перемычка позволяет выводить в ремонт ЛЭП и выключатель.

В качестве расчетной нельзя принять схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны ЛЭП», в связи с тем, что для этого требуется расширить территорию ПС для установки новых разъединителей. Соответственно, схему РУ ВН при выполнении реконструкции реконструировать не требуется.

Схема РУ НН

На ННПС 10 кВ используется схема «Две одиночные, секционированные выключателем, системы шин». Это вызвано использованием в данных схемах шкафов КРУ, что становится причиной к уменьшению объемов и сроков разработки проекта, а в случае необходимости легко выполняется модернизация и расширение схемы. Так как применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой, то количество секций в данном случае будет равно четырем. Схема дана на рисунке 6.

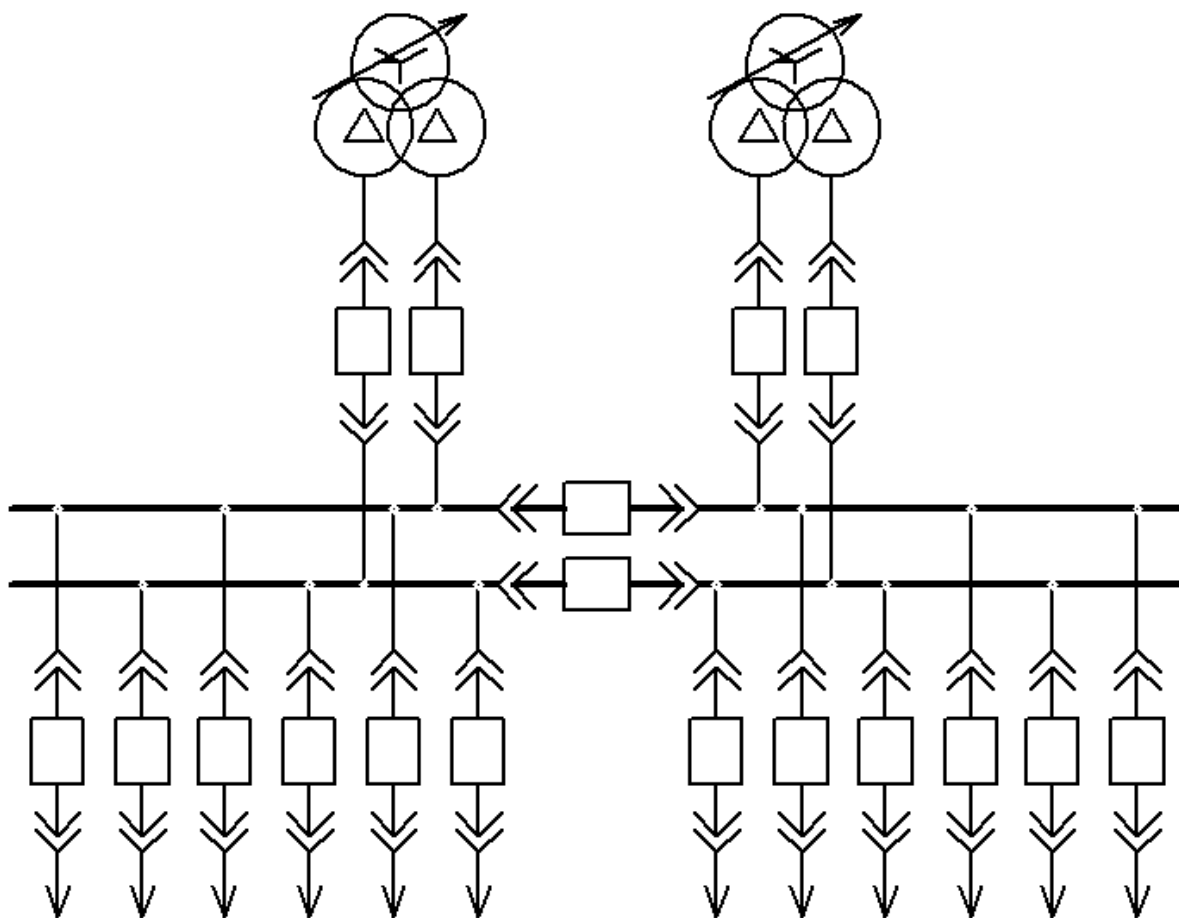


Рисунок 6 – Схема РУ НН

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

Однако схема обладает рядом недостатков: при повреждении и последующем выводе в ремонт одной секции источник питания,

подключенный к ней, выходит из работы на все время ремонта; ответственные потребители, которые питаются с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервируемые по сети, отключают на все время проведения ремонтных работ.

Таким образом, эта схема обеспечивает необходимый уровень надежности, предъявляемый к схемам электросоединений. Соответственно, схему РУ НН при выполнении реконструкции реконструировать не требуется.

5 Расчёт токов КЗ

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

Для расчета ТКЗ составляется расчетная схема рисунок 3(а), то есть такой электросхемы, при которой данный элемент электрической установки при КЗ оказывается в самых тяжелых условиях.

В расчетную схему входят все ИП и все элементы, которые связывают источники электроэнергии с точкой КЗ.

Выполняется расчет трехфазного КЗ для схемы, которая представлена на рисунке 3(а). Величина сверхпереходной ЭДС для энергосистемы $E''_{*\delta,c} = 1$, $S_{\delta} = 1000$ МВА. Схема замещения приведена на рисунке 7(б).

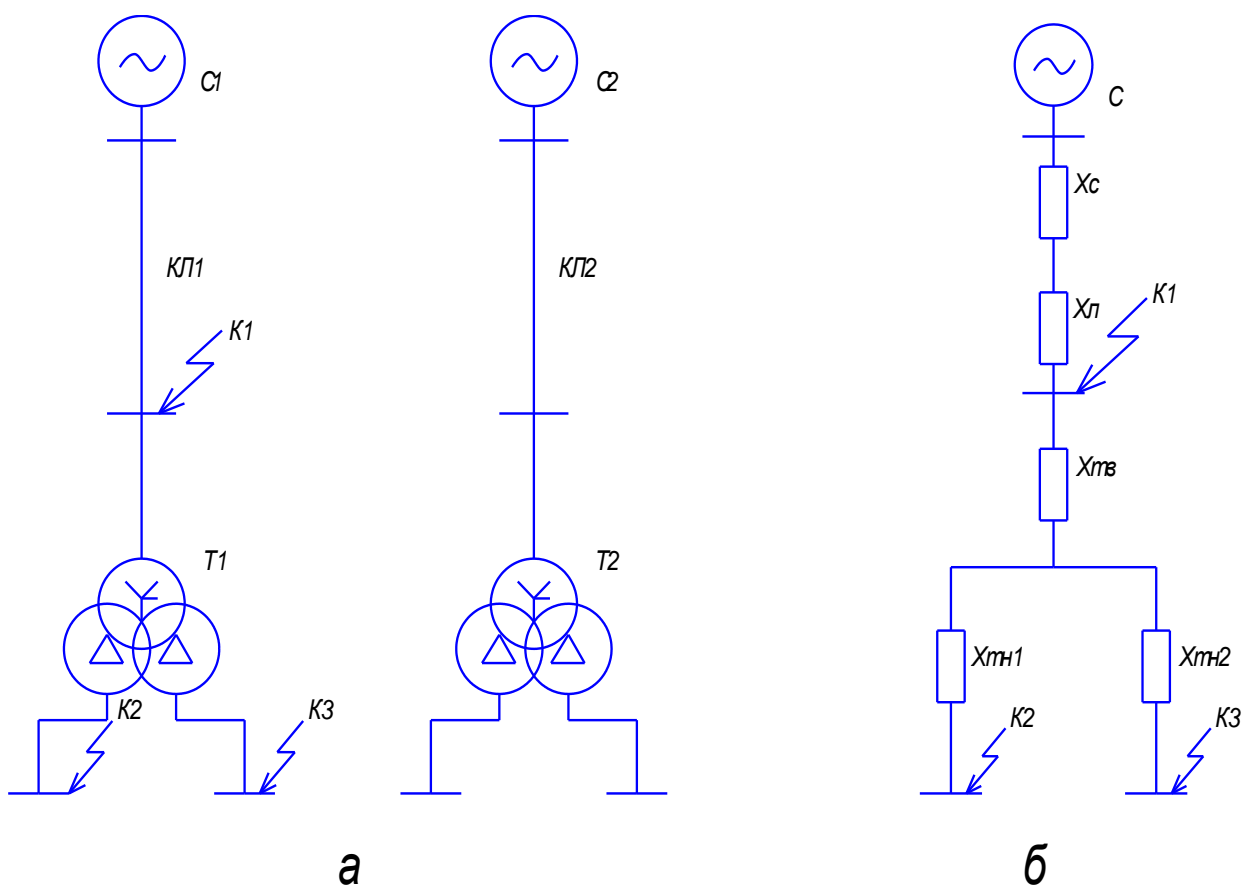


Рисунок 7 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Расчеты проводятся в относительных единицах, которые приведены к базисным расчетным параметрам.

Величина сопротивления энергосистемы

$$x_{*б,C} = \frac{S_{б}}{S_{к}}, \quad (18)$$

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

$S_{к}$ — значение мощности КЗ;

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

Величина сопротивления обмоток ВН трансформатора

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в. \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \quad (19)$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{U_{к.Н1. \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \quad (20)$$

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

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

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

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

Величина сопротивления КЛ

$$x_{*\delta,Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (21)$$

где x_0 – значение индуктивного сопротивления ЛЭП;

l – протяженность ЛЭП;

U_{cp} – величина среднего номинального напряжения питающей электросети;

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

КЗ в т. К1.

Величина результирующего сопротивления до т. К1

$$x_{*рез} = x_{*\delta,С} + x_{*\delta,Л} = 0,167 + 0,039 = 0,206 \quad (22)$$

Величина базисного тока

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (23)$$

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

Определяется величина начального действующего значения периодической составляющей ТКЗ

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{\delta}''}{x_{*рез}} \cdot I_{\delta}, \quad (24)$$

где $E_{\delta}'' = 1$ – значение сверхпереходной ЭДС, о.е;

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

Величина ударного ТКЗ в т. К1

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o}, \quad (25)$$

где $k_{y\delta}$ – величина ударного коэффициента для энергетической системы и ВЛЭП 110 кВ [3];

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

КЗ в т. К2 и т. К3.

Величина результирующего сопротивления до т. К2

$$x_{*рез} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,L} + x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,TН1} \quad (26)$$

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

Величина базисного тока (23)

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

Определяется величина начального действующего значения периодической составляющей ТКЗ по выражению (24)

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

Величина ударного ТКЗ в т. К2 и т. К3 (25)

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

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

Таблица 6 – Расчет ТКЗ

Место КЗ	U _{ср}	X _{рез}	I _{n,o} ³	k _{уд}	i _{уд}
т. К1	115 кВ	0,206о.е.	24,37 кА	1,8	62,04 кА
т. К2	10,5кВ	2,667о.е.	20,62 кА	1,9	55,41 кА
т. К3	10,5кВ	2,667о.е.	20,62 кА	1,9	55,41 кА

6 Выбор электрооборудования

Выбор электрического оборудования на стороне ВН 110 кВ подстанции

Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ подстанции

Выбор выключателей производится по основным параметрам сети:

- 1) первым параметром является номинальное напряжение – $U_{ном}$
 $\leq U_{сет.ном.}$;
- 2) вторым параметром является номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 3) третьим параметром является отключающая способность:
 - а) выполняется проверка на симметричный ток отключения по формуле
 $-I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$;
 - б) выполняется проверка на отключение апериодической составляющей ТКЗ по формуле $-i_{а,τ} \leq i_{а.ном.}$;
 - в) в случае, если условие $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, но при этом $i_{а,τ} > i_{а.ном.}$, то проверка по отключающей способности производится по полному ТКЗ – $\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{а,τ} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} (1 + \beta)$;
- 4) предельному сквозному ТКЗ – на электродинамическую стойкость:
 $I_{н,о} \leq I_{нр.с.}$, $i_{уд} \leq i_{нр.с.}$
- 5) тепловому импульсу – на термическую стойкость – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$.»

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

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

Величина расчетного тока в послеаварийном режиме

$$I_{ном.дл.} = 1,4 \cdot \frac{S_{Тном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (27)$$

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

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

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.}^3 \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (28)$$

где T_a – постоянная [3];

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

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ, которое способен отключить выключатель

$$i_{аном.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \right) \cdot I_{откл.ном.}, \quad (29)$$

где β – параметр выключателя [6];

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

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

$$B_k = \left(I_{н.о.}^3 \right)^2 \cdot \left(I_{откл.} + T_a \right), \quad (30)$$

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

Все параметры выключателя и данные электросети даны в таблице 7.

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

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

Выключатель проходит проверку.

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

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ для $\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$ составляет (28)

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

Максимальная величина аperiodической составляющей ТКЗ, которое способен отключить выключатель (29)

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

Величина термической стойкости с продолжительностью КЗ $t_{\text{откл.}} = 0,057 \text{ (30)}$

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

Все параметры выключателя и данные электросети даны в таблице 8.

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

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

Выключатель проходит проверку.

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

Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Разъединитель выбирают по нижеприведенным параметрам:

- 1) номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 2) номинальное напряжение – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- 3) $i_{уд} \leq i_{н.р.с.}$ тепловой импульс – на термическую стойкость – $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$
- 4) предельный сквозной ТКЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{н.о.} \leq I_{н.р.с.},$$

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

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

Таблица 9 – Параметры разъединителя и данные электросети

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

Разъединитель проходит проверку.

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

Таблица 10 – Параметры разъединителя и данные электросети

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

Данный разъединитель также проходит проверку.

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

Выбор ТТ на стороне 110 кВ

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

Разъединитель выбирают по нижеприведенным параметрам:

- 1) номинальный ток – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 2) номинальное напряжение – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- 3) тепловой импульс – на термическую стойкость – $B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T$;
- 4) предельный сквозной ТКЗ – на электродинамическую стойкость:

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

- 5) конструкция и кл.т.;

б) вторичная нагрузка – $Z_2 \leq Z_{2ном.}$, индуктивное сопротивление токовых цепей мало, в связи с этим $Z_2 \approx R_{2ном.}$;

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

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

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

Таблица 12 – Нагрузка КИП

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

Величина общего сопротивления КИП фазы А

$$R_{приб.} = S_{приб.} / I_2^2, \quad (31)$$

$$R_{\text{проб.}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Величина сопротивления контактов составляет $R_x = 0,1 \text{ Ом}$, тогда величина сопротивления проводов равна

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{проб}} - R_x = 1,6 - 0,02 - 0,1 = 1,48 \text{ Ом.} \quad (32)$$

Принимая протяженность соединительных проводов 40 метров с медными жилами, рассчитываем сечение

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (33)$$

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

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

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

Принимается кабель КВВГ 7х2,5 мм².

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

Выбор ОПН 110 кВ.

Рассматривается ОПН ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1 [16].

Все параметры ОПН и данные электросети сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Данные электросети и параметры ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1

ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1	
Наименование параметра	Каталожные данные
Номинальное напряжение электросети	110 кВ
Максимальное длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$	88кВ _{дейст.}
Номинальное напряжение	110кВ _{дейст.}
Удельная энергоемкость	2.7кДж/кВ _{дейст.}

Выбор электрооборудования на стороне 10 кВ

Для ЗРУ 10 кВ выполняется расчет ячейки КРУ-СЭЩ-70 и устанавливаемого в нем электрооборудования, приведенного в таблице 14 [15].

Таблица 14 – Электрооборудование КРУ-СЭЩ-70

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

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

Проверка данного выключателя проводится аналогично проверке выключателей на стороне ВН трансформатора. Все параметры выключателя и данные электросети сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Данные электросети и параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10

Данные электросети	Параметры
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3079 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 20,62 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 20,89 \text{ кА}$	$i_{a,n} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,62 + 20,89 = 50,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} (1 + \beta) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,4) = 62,4 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 20,62 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 55,41 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 79 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 72,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Проверка ТТ на стороне 10 кВ

Проверяется ТТ марки ТЛШ-10-4000/5[17]. Все параметры трансформаторов тока и данные электросети даны в таблице 16. Проверка выполняется аналогично ТТ на 110 кВ.

Таблица 16 – Данные электросети параметры ТТ ТЛШ-10-4000/5

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

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

Таблица 17 – Нагрузка КИП

Прибор	Тип	Нагрузка		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	-	0,5 ВА	-
Ваттметр	Д-335	0,5 ВА	-	0,5 ВА
Варметр	Д-335	0,5 ВА	0,5 ВА	0,5 ВА
Счётчик активной энергии	СА4У-И675М	2,5 ВА	-	2,5 ВА
Счётчик реактивной энергии	СР4У-И675М	2,5 ВА	2,5 ВА	2,5 ВА
Итого		6 ВА	3,5 ВА	6 ВА

Фазы загружены неравномерно. Выбирается фаза А.

Общее сопротивление КИП фазы А (31)

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

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

$$R_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\kappa} = 0,4 - 0,24 - 0,1 = 0,06 \text{ Ом.} \quad (34)$$

Принимаем протяженность соединительных проводов 5 метров с медными жилами, рассчитываем сечение по выражению (33)

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

Принимается кабель КВВГ 7х2,5 мм².

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

Проверка ТН на стороне 10 кВ.

ТН выбирают по нижеприведенным параметрам:

- 1) напряжение установки – $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;
- 2) конструкция и схема соединений обмоток, кл.т. с учетом допустимой вторичной нагрузки;
- 3) вторичная нагрузка – $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$.

Нагрузка всех КИП и реле, которые присоединены к ТН

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos\varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \cdot \quad (35)$$

Устанавливается ТН типа НАЛИ-СЭЩ 10 [15], к которому подключаются КИП. Подсчет нагрузки дан в таблице 18.

Таблица 18 – Нагрузка КИП

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P	Q
Вольтметр	Э – 377	2 ВА	1	1	0	1	2 Вт	-
Вольтметр фазный	Э – 377	2 ВА	1	1	0	1	2 Вт	-
Варметр	Д – 365	1,5 ВА	3	1	0	1	4,5 Вт	-
Ваттметр	Д – 365	1,5 ВА	2	1	0	1	3 Вт	-
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3 ВА	3	0,35	0,936	10	31,5 Вт	56,16 вар
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2 ВА	2	0,38	0,925	10	15,2 Вт	37 вар
Итого:							58,2	93,16

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

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

В качестве ТСН устанавливают трансформаторы ТЛС-100/10/0,4. Параметры ТСН даны в таблице 19 [17].

Таблица 19 – Параметры трансформаторов ТЛС-100/10/0,4

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

По результатам проверки можно сделать вывод, что все подобранное электрооборудование обладает необходимыми параметрами, соответственно в качестве оборудования РУ 10 кВ можно применять ячейки КРУ-СЭЩ-70.

7 Система измерений на ПС

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

Перечень КИП, которые установлены на рассматриваемой ПС дан в таблице 20.

Таблица 20 – Типы КИП, которые устанавливаются на ПС

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

8 Собственные нужды ПС

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

$$S_{тсн} = 0,6 \cdot \sum P_{исн}$$

Мощности потребителей с.н. с учетом коэффициента одновременности представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор ТСН

№ п/п	Потребители	Общая потребляемая мощность
1	Охлаждение для трансформаторов	14кВт
2	Подогрев шкафов КРУ	1.0кВт
3	Подогрев выключателей	3,6кВт
3	Подогрев приводов разъединителей	3,6кВт
4	Электроосвещение ОРУ	5кВт
5	Отопление, электроосвещение, вентиляция ЗРУ-10	20кВт
6	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	15кВт
7	Маслохозяйство	60кВт
Итого		124,2кВт
С учетом коэффициента загрузки		0.6кВт
Всего		74,52кВт

По результатам данных в таблице 21 можно сделать вывод, что смонтированные на ПС ТСН не удовлетворяют перспективным нагрузкам, необходима их замена на трансформаторы ТЛС-10/10/04.

9 Релейная защита и автоматика

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

- основной защитой трансформатора является дифференциальная защита;

- резервной защитой от внешних многофазных КЗ является МТЗ;

кроме того, необходимо установить

- защиту от перегруза;

- газовую защиту.

Назначение, устройство и диагностирование микропроцессорного устройства РЗА

MiCOM P521 является полностью цифровым реле, предназначенным для выполнения функций, защиты и автоматике.

В реле предусмотрены 3 входа для фазных токов и 1 вход для тока нулевой последовательности для 5А и 1А трансформаторов тока (4 входа с номинальным током 1А и 4 входа с номинальным током 5А). В одном и том же реле допускается использования входов с разным номинальным током (например, 1А вход для защиты от замыканий на землю и 5А входы для защиты от междуфазных замыканий).

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

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

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

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

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

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

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

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

Передняя панель MiCOM P521 является интерфейсом между пользователем и реле. Она позволяет пользователю выполнять изменение

уставок реле и выводить на дисплей индикацию измерений и сигналов срабатывания сигнализации.

Передняя панель реле состоит из трех отдельных секций:

1. ЖКД и клавиатура;
2. Светодиодные индикаторы (LED);
3. Две зоны под верхней и нижней откидными крышками.

10 АИИС КУЭ

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из следующих уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные ТН, измерительные ТТ, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала Нижнекамские электрические сети, включает в себя сервер баз данных (СБД), сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора (ИКМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ», подключённый к локальной вычислительной сети (ЛВС) филиала Нижнекамские электрические сети и Управления ОАО «Сетевая компания», считывающий данные об энергопотреблении с сервера баз данных по сети Ethernet. Для этого в настройках коммуникационных параметров ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через каналы связи результаты измерений передаются на ИВК АИИС КУЭ.

ИВК АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей ± 1 с.

Сличение времени УСПД с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС. Реконструкция стала необходима в связи с ростом потребления электрической энергии потребителями, а также морального устаревания установленного электрооборудования.

Выполнен расчёт ЭН ПС. По двум суточным графикам выполнено построение годовой график ЭН по продолжительности. Приняты к установке на ПС два трансформатора ТРДН – 80000/110/10/10, которые по ТЭР дешевле, чем два трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10.

В результате проведения реконструкции подстанции принято решение заменить существующие масляные выключатели на современные элегазовые ВГТ-110-40/2000, существующие вентильные разрядники на ОПНОПН-П1-110/73/10/2, имеющие лучшие параметры, кроме того выбраны ТТ ТВТ-110-I-1000/5, которые встроены в ввода трансформаторов подстанции. В РУ 10 кВ применяются ячейки КРУ-СЭЩ-70 с электрооборудованием: вакуумным выключателем на 10 кВ ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150, ТТ ТЛШ-10-4000/5, ТН НАЛИ-СЭЩ-10.

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

Рассмотрена релейная защита и автоматика, которая применяется на подстанции.

Также рассмотрены функции и назначение АИИС КУЭ, ее структура.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. – М.: Кнорус 2013 г.
2. Вахнина В. В., Степкина Ю. В., Самолина О. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебное методическое пособие; ТГУ; Ин-т энергетики и электроники; каф. "Электроснабжение и электротехника". –ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2012. - 31 с.
3. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. –Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
4. Абрамова Е. Я., Алешина С. К. Расчет электрических нагрузок в городских сетях: методическое пособие для дипломного проектирования, Оренбург: ОГУ, 2002. –37 с.
5. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. 2008. - 639 с.: ил.
6. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М., Файбисовича Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей; 4-е издание, переработано и дополнено – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
7. Крючков И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учебное пособие. – М.: Академия, 2005. – 411 с.
8. Куско А., Томпсон – М., Рабодзея А. Н. Качество энергии в электрических сетях, пер. с англ. – М.: Додэка-XXI, 2008. – 336 с.: ил.
9. Макаров Е. Ф. Горюнова И. Т. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. – М.: Папирус Про, 2005. – Т. 1-6.
10. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и

дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2016.

11. Герасимова В. Г. Общие вопросы. Электротехнические материалы, Электротехнический справочник: в 4-х т. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.

12. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2005.

13. Волкова Т. Ю., Юлукова Г. М. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплине Электроэнергетика (раздел Электрооборудование станций и подстанций) /– Уфа: Уфимск. авиац. техн. ун-т, 2004. - 85 с.

14. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Метод. пособие для курса. проектирования: Учебное пособие для среднего, профильного образования. М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2018.– 213 с.

15. Официальный сайт ЗАО Группа компаний «Электрощит» URL: <http://www.electroshield.ru> (дата обращения 25.03.2019)

16. Официальный сайт ЗАО «Завод электротехнического оборудования» URL: <http://zeto.ru> (дата обращения 26.03.2019)

17. Официальный сайт ООО «ТД «Автоматика» URL: <http://www.tdtransformator.ru/> (дата обращения 25.03.2019)

18. Официальный сайт Группа предприятий «Энергомаш» URL: <http://www.uetm.ru> (дата обращения 25.03.2019)

19. Официальный сайт ООО ТК «Энергооборудование» URL: <http://m-p-k.tiu.ru> (дата обращения 25.03.2019)

20. Официальный сайт "АЭС-комплект" URL: <http://www.aes.by> (дата обращения 25.03.2019)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

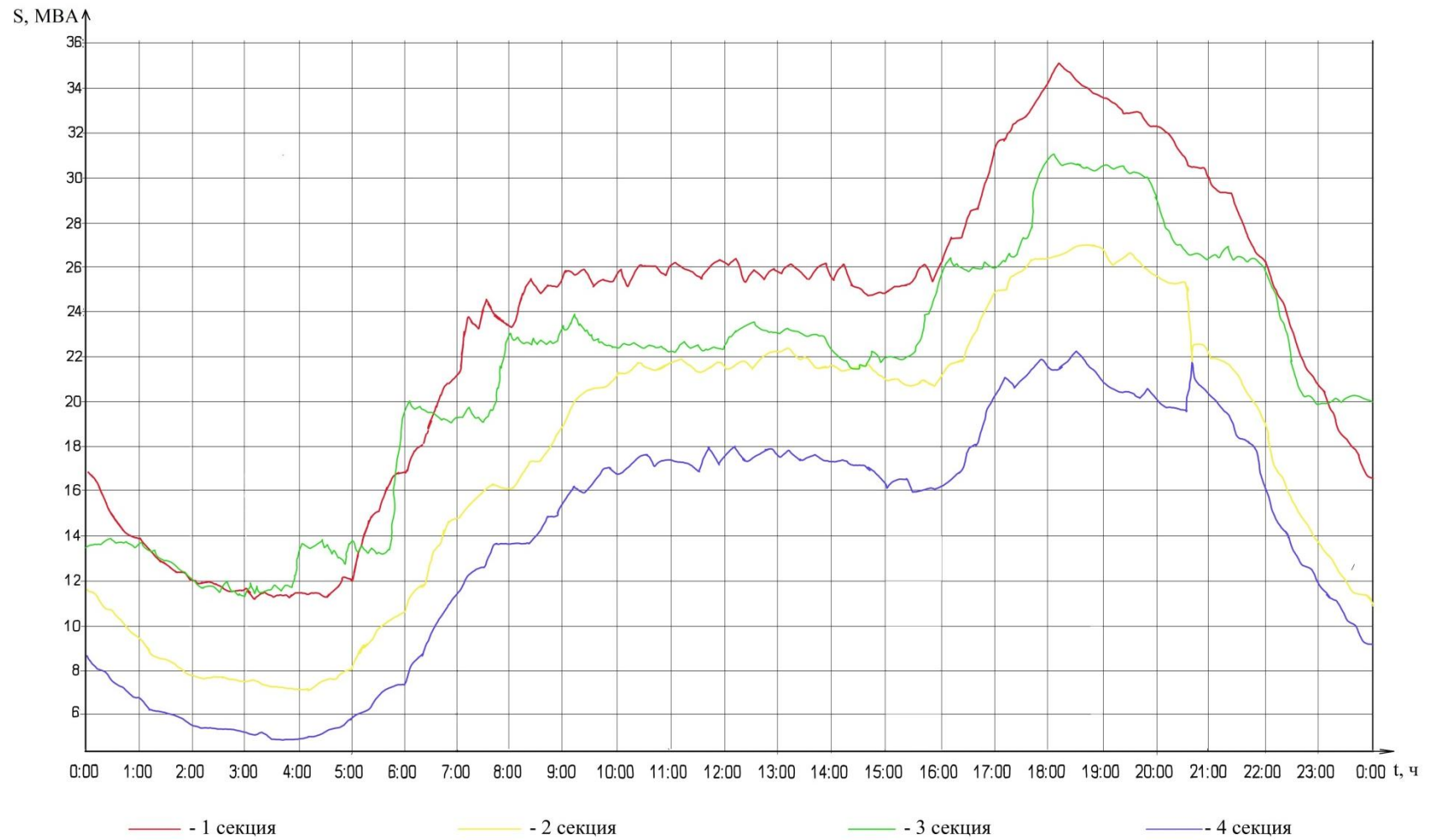


Рисунок А1 – Зимний суточный график нагрузки

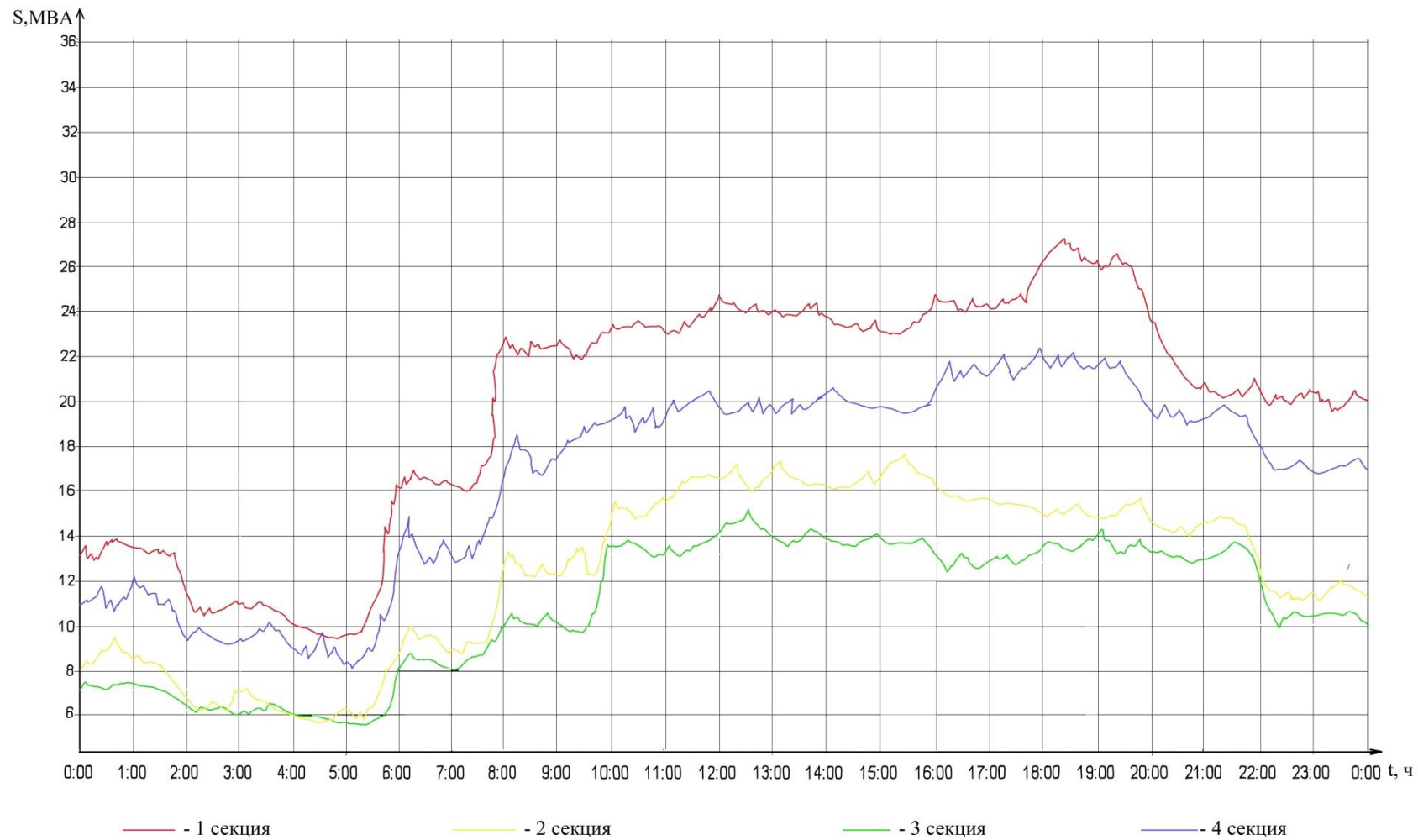


Рисунок А2 – Летний суточный график нагрузки