Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра Электротехники

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ ПЕРЕД ГЭК

Зав. кафедрой Электротехники

_____ В.Э. Фризен
(подпись) (Ф.И.О.)
«_____»_____2021 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Проектирование подстанции 110/10 КВ

13.03.02.674515.909.ПЗ

Руководитель: Шалина Е.П. к.п.н. доцент _____
Ф.И.О., ученая степень, ученое звание (должность) подпись

Нормоконтролер: Масакова Т.Г. _____
Ф.И.О. подпись

Студент группы ЭНЗ-470009у Дмитриев А.В. _____
Ф.И.О. подпись

Екатеринбург
2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Институт _*Уральский энергетический (УралЭНИН)*_____
Кафедра_*Электротехники*_____
Направление подготовки _*13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»*_____
Образовательная программа_*13.03.02/01.01 «Электроэнергетика и электротехника»*_____

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой Электротехники
_____ В.Э. Фризен
(подпись) (Ф.И.О.)

«____» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студента _____**группы** _*ЭН3-470009у*_
(фамилия, имя, отчество)

1. Тема выпускной квалификационной работы _____
_____
_____

Утверждена распоряжением по институту УралЭНИН от «11» января 2021 г. № 33.07-05/003

2. Руководитель _____
(Ф.И.О., должность, ученое звание, ученая степень)

3. Исходные данные к работе_____
_____

4. Перечень демонстрационных материалов _____
_____

5. Календарный план

№ п/п	Наименование этапов выполнения работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении
1.		до _____ 20__ г.	
2.		до _____ 20__ г.	
3.		до _____ 20__ г.	

Руководитель _____ _____
(подпись) Ф.И.О.
Задание принял к исполнению _____ _____
дата (подпись)

6. Выпускная квалификационная работа закончена «___» _____ 20__ г. считаю возможным допустить _____ к защите его выпускной квалификационной работы в Государственной экзаменационной комиссии.
Руководитель_____ _____
(подпись) Ф.И.О.

7. Допустить _____ к защите выпускной квалификационной работы в Государственной экзаменационной комиссии (протокол заседания кафедры №___ от «___» _____ 20__г.).
Зав. кафедрой _____ _____В.Э. Фризен__
(подпись) Ф.И.О

Оглавление

ЗАДАНИЕ.....2
Перечень листов графических документов.....6
ВВЕДЕНИЕ.....7
1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....8
1.2 Расчет теплового режима трансформатора марки трдн-25000/110 для.....10
зимнего периода в режиме аварийных перегрузок.....10
1.3 Тепловые режимы.....21
1.4 Проведение сравнения трансформаторов по приведенным затратам.....41
2. Выбор главной электрической схемы подстанции.....46
2.1 Выбор схемы РУ ВН 110 КВ.....47
2.2 Выбор схемы РУ НН 10 КВ.....49
2.3 Анализ надежности выбранной схемы РУ ВН подстанции.....51
2.4 Аварийная ситуация типа отказ.....52
2.5 Аварийная ситуация типа ремонт.....52
2.6 Аварийные ситуации типа ремонт + отказ и отказ + отказ.....53
3. Расчет токов в нормальном режиме.....54
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....54
4. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.....60
4.1 Выбор выключателей на стороне 110 кв.....60
4.2 Выбор разъединителя 110КВ.....65
4.3Выбор ограничителей перенапряжения 110 КВ.....67
4.4 Выбор токопроводов и сборных шин на 110 КВ.....73
4.5 Выбор токоведущих частей и сборных шин на 110 КВ.....73
4.6 Выбор измерительных трансформаторов 110 КВ.....78
4.7 Выбор трансформатора тока 110 кВ.....78
4.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 110 КВ.....84
5. Выбор оборудования 10 КВ.....88
5.1 Выбор выключателей 10 КВ.....88
5.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 КВ.....93

5.3 Выбор трансформатора тока на 10 кВ.....93
5.4 Выбор трансформатора напряжения на 10 КВ.....101
5.5 Токоведущие части ЗРУ 10 КВ.....104
5.6 Выбор ОПН на 10 КВ.....107
5.7 Выбор комплектного распределительного устройства.....114
5.8 Конструкция РУ-ЕС-01-10.....115
6 Собственные нужды подстанции.....118
6.1 Система оперативного постоянного тока.....119
6.2 Выбор аккумуляторной батареи.....121
6.3 Схема питания электроприемников собственных нужд.....124
6.4 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции.....124
7 Конструктивное выполнение подстанции.....127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....128
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....129

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра 130 с., 43 рис., 49 табл., 21 источник, 3 схемы.

ЭНЕРГОСИСТЕМА, ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬ.

Объектом исследования является трансформаторная электрическая подстанция, предназначенная для повышения или понижения напряжения в сети переменного тока и для распределения электроэнергии.

Цель работы – разработка надёжной системы электроснабжения, удобную в монтаже и эксплуатации, а так же отвечающую всем современным требованиям.

В процессе исследования были произведены расчёты электрических нагрузок, расчёты мощностей, выбор необходимого оборудования и коммуникации, и составлена схема электроснабжения.

В результате работы была спроектирована электрическая подстанция, необходимая для преобразования и распределения электроэнергии.

Данный вид подстанций применяются на: объектах электросетевого хозяйства, в системах электроснабжения промышленных предприятий, на объектах сельского и городского хозяйства, а также на железнодорожном транспорте.

Перечень листов графических документов

Наименование документа	Обозначение документа	Формат
1. Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин.	130302.674515.909.Э3	А1
2. Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин	130302.674515.909.Э3	А1
3. Расчет и выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ		А1

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня из всех отраслях хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Просчеты в этой области имеют серьезные последствия. Правильно выбранная схема доставки электроэнергии потребителям во многом определяет надежность снабжения, предопределяет возможные внештатные ситуации и аварии. При этом при проектировании трансформаторных подстанций, их комплектации, линий передачи и т.д. необходимо исходить также из экономической целесообразности. Как правило рассматриваются несколько вариантов и на основе их сравнения окончательный выбирается из условия оптимального соотношения между технической необходимостью и экономической целесообразностью. Это позволяет добиться существенной экономии материалов и средств, облегчает эксплуатацию аппаратуры.

В настоящее время целесообразным является использование новых видов электротехнической аппаратуры: вакуумные и элегазовые выключатели, взамен масляных, микропроцессорные устройства релейной защиты, взамен релейно-ламповых и т.д. Эти устройства при сравнимой стоимости, обеспечивают большую надежность, гибкость и оказываются более предпочтительными. Качественная и экономичная работа электрических сетей во многом определяются на стадии их проектирования.

В выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы проектирования понижающей подстанции для электроснабжения потребителей.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование понижающей подстанции 110/10 кВ «Крона» в городе Каменск-Уральский для электроснабжения производственного предприятия.

Для выполнения поставленной задачи в данной работе необходимо:

• Провести расчет электрических нагрузок проектируемой подстанции;

• Осуществить на основании полученных данных выбор силовых трансформаторов подстанции, а также трансформаторов собственных нужд.

• Произвести расчет токов короткого замыкания, на основании которого осуществить выбор коммутационного оборудования подстанции.

• Оценить технико-экономические показатели проекта при проектировании и эксплуатации подстанции.

В работе отражены способы монтажа промышленных электроустановок, представлены новые технические решения, более современные типы электрооборудования и аппаратуры, рациональные методы электрических расчетов.

Большое внимание уделено вопросам, необходимой надежности электроснабжения, обеспечения качества электроэнергии, быстродействия и селективности устройств релейной защиты и оперативной автоматики. Приняты технические решения по размещению и компоновке подстанций в соответствии с требованиями ПУЭ [7]

1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

1.1 Исходные данные

Исходные данные**:**

- Район сооружения – Южный Урал.
- Активная максимальная мощность нагрузки $P_{зима\_макс} = 35 \ \ MBm$
- Коэффициент мощности нагрузки $\cos(\varphi) = 0{,}85$
- Состав потребителей по категориям надежности: I – 50%, II – 25%, III – 25%

Исходная схема развития сети, к которой относится проектируемая ПС, представлена на рисунке 1

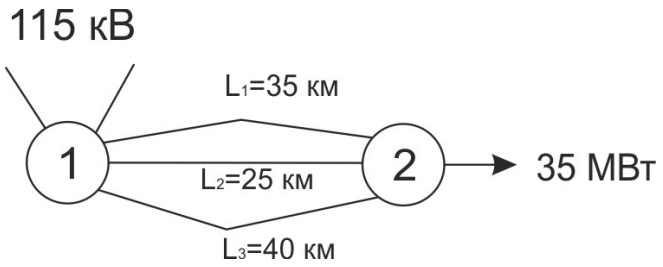


Рисунок 1- Распределительная сеть классом напряжения 110 кВ

Таблица 1 - График нагрузки в зимний период

Состав нагрузки I/II/III	$\frac{S_л}{S_з}$	График нагрузки, $S_з$, МВА											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
30/30/ 40	0,9	20	14	14	22	28	33	37	41	41	41	37	33

Продолжение таблицы 1

График нагрузки, $S_з$, МВА											
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
28	22	22	28	33	37	41	41	33	22	22	22

1.2 Выбор двух вариантов трансформаторов

Определение вариантов силовых трансформаторов[2]:

$S^{MAX}_{НАГР.ЗИМЫ} = 41 \ \ MBA$

$\varepsilon_{ОТКЛ}$ -доля потребителей, отключение которых допускается в аварийных режимах

$\varepsilon_{ОТКЛ} = 0 \quad S^{MAX}_{НАГР} = 41 \ \ MBA$

$$S_{тр} = \frac{S_{НАГР}^{MAX} \cdot (1 - \varepsilon_{ОТКЛ})}{(n_{тр} - 1) \cdot 1.4} \quad (1)$$

$$S_{тр} = \frac{41 \cdot (1 - 0)}{(2 - 1) \cdot 1.4} = 29.3 \ \ MBA$$

$$50\% \ \ III \cdot \varepsilon_{ОТКЛ} = 20 \cdot 0.01 = 0.2 \quad (2)$$

$$S_{тр} = \frac{41 \cdot (1 - 0.2)}{(2 - 1) \cdot 1.4} = 23.4 \ \ MBA$$

$$100\% \ \ III \cdot \varepsilon_{ОТКЛ} = 40 \cdot 0.01 = 0.4 \quad (3)$$

$$S_{тр} = \frac{41 \cdot (1 - 0.4)}{(2 - 1) \cdot 1.4} = 17.6 \ \ MBA$$

Из выше приведенных расчетов следует выбрать следующие трансформаторы: трансформаторы марки ТРДН-25000-110 и ТРДН-40000-110. (Рис.2)



Рисунок 2 – Трансформатор марки ТРДН – 25000-110

Таблица 2 - Варианты трансформаторов

Тип	S, МВ·А	$U_{ном}^{ВН}$, кВ	$U_{ном}^{НН}$, кВ	$U_{к}^{ВН}$, %	$P_{х}$, кВт	$P_{к}$, кВт	Сх. и гр. соед. обмоток.	Регулирование напряжения
ТРДН–25000/110	25	115	6–11	10.5	25	120	Y/Д	РПН±16 · (±91,78)
ТРДН–40000/110	40	115	6–11	10.5	34	170	Y/Д	РПН±16 · (±91,78)

Выбор мощности трансформатора производится по крайним значениям:29.3МВА и 17.6 МВА. В справочнике трансформаторы подбираются по мощности, значение которой наиболее близко к вычисленной. Выбранные трансформаторы приведены в таблице 2

1.2 Расчет теплового режима трансформатора марки трдн-25000/110 для зимнего периода в режиме аварийных перегрузок

Проведение расчета аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатора марки ТРДН-25000/110

$$d = \frac{\Delta P_{к.з.}}{\Delta P_{х.х.}} \quad (4)$$

$d = \frac{120}{25} = 4.8$
$\vartheta_{м.ном.} = 52 \ ℃$
$\vartheta_{ннт.м.ном} = 26 \ ℃$
$\theta_{охл} = -15 \ ℃$
$x = 0{,}9$ - *показатель степени масла*
$y = 1.6$ - *показатель степени обмотки*

Первая итерация:

1) для 1-го часа
$S = 20 \ MBA$
$K = \frac{20}{25} = 0.8$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x \quad (5)$$

$\vartheta_{м.уст.} = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.8^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 37.8 \ ℃$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y \quad (6)$$

$\vartheta_{ннт.м.} = 26 \cdot 0.8^{1.6} = 18.2 \ ℃$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} \quad (7)$$

$$\vartheta_{м.t} = 37.8 + \left(0 - 37.8\right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 10.7 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} \quad (8)$$

$$\theta_{м.t} = -15 + 10.7 = -4.3$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} \quad (9)$$

$$\theta_{ннт.t} = -4.3 + 18 = 13.9$$

2) 2-3 часы

$$S = 14 \ \ MBA$$
$$K = \frac{14}{25} = 0.56$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d}\right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.56^2}{1 + 4.8}\right)^{0.9} = 24.4 \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.56^{1.6} = 10.3 \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 24.4 + \left(10.7 - 24.4\right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 17.4 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 17.4 = 2.4$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 2.4 + 10.3 = 12.7$$

3) 4-й час

$$S = 22 \ \ MBA$$
$$K = \frac{22}{25} = 0.88$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d}\right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8}\right)^{0.9} = 43.2 \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(17.4 - 43.2\right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 24.7 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 24.7 = 9.7$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 9.7 + 21.2 = 30.9$$

4) 5-й час

$$S = 28 \ \ MBA$$
$$K = \frac{28}{25} = 1.12$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.12^{1.6} = 31.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(24.7 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 35.2 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 35.2 = 20.2$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 20.2 + 31.2 = 51.4$$

5) 6-й час

$$S = 33 \ MBA$$

$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(35.2 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 47.9 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 47.9 = 32.9$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 32.9 + 40.5 = 73.4$$

6) 7-й час

$$S = 37 \ MBA$$

$$K = \frac{37}{25} = 1.48$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(47.9 - 96.4 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 61.6 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 61.6 = 46.6$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 46.6 + 48.7 = 95.4$$

7) 8-10 часы

$$S = 41 \ MBA$$

$$K = \frac{41}{25} = 1.64$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 * \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.64^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 114 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.64^{1.6} = 57.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 114 + \left(61.6 - 114 \right) \cdot e^{\frac{-3}{3}} = 94.7 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 94.7 = 79.7$$

$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 79.7 + 57.4 = 137.12$

8) 11-й час

$S = 37 \ \ MBA$

$K = \frac{37}{25} = 1.48$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ \ ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 \ \ ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(94.7 - 96.4 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 95.2 \ \ ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 95.2 = 80.2$

$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 80.2 + 48.7 = 128.9$

9) 12-й час

$S = 33 \ \ MBA$

$K = \frac{33}{25} = 1.32$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ \ ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ \ ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(95.2 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 90.9 \ \ ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 90.9 = 75.9$

$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 75.9 + 40.5 = 116.4$

10) 13-й час

$S = 28 \ \ MBA$

$K = \frac{28}{25} = 1.12$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ \ ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.12^{1.6} = 31.2 \ \ ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(90.9 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 82.7 \ \ ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 82.7 = 67.7 \ \ ℃$

$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 67.7 + 31.2 = 98.9$

11) 14-15 часы

$S = 22 \ \ MBA$

$$K = \frac{22}{25} = 0.88$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 43.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(82.7 - 43.2 \right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 63.5 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 63.5 = 48.5 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 48.5 + 21.2 = 69.7 \ ℃$$

12) 16-й час

$$S = 28 \ MBA$$

$$K = \frac{28}{25} = 1.12$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 * 1.12^{1.6} = 31.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(63.5 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 63 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 63 = 48 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 48 + 31.2 = 79.2 \ ℃$$

13) 17-й час

$$S = 33 \ MBA$$

$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(63 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 67.8 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 67.8 - 15 = 52.8 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 52.8 + 40.5 = 93.3 \ ℃$$

14) 18-й час

$$S = 37 \ MBA$$

$$K = \frac{37}{25} = 1.48$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(67.8 - 96.4\right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 75.9 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 75.9 - 15 = 60.9 \ ℃$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 60.9 + 48.7 = 109.6 \ ℃$$

15) 19-20 часы

$$S = 41 \ MBA$$
$$K = \frac{41}{25} = 1.64$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d}\right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.64^2}{1 + 4.8}\right)^{0.9} = 114 \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.64^{1.6} = 57.4 ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 114 + \left(75.9 - 114\right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 94.4 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 94.4 - 15 = 79.4 \ ℃$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 79.4 + 57.4 = 136.8 \ ℃$$

16) 21-й час

$$S = 33 \ MBA$$
$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d}\right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8}\right)^{0.9} = 80 \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(94.4 - 80\right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 90.3 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 90.3 - 15 = 75.3 \ ℃$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 75.3 + 40.5 = 115.81 \ ℃$$

17) 22-24 часы

$$S = 22 \ MBA$$
$$K = \frac{22}{25} = 0.88$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d}\right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8}\right)^{0.9} = 43.2 \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.}\right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(90.3 - 43.2\right) \cdot e^{\frac{-3}{3}} = 60.5 \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 60.5 - 15 = 45.5 \ ℃$$
$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 45.5 + 21.2 = 66.7 \ ℃$$

Вторая итерация:

1) для 1-го часа

$S = 20 \;\; MBA$

$K = \frac{20}{25} = 0.8$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.8^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 37.8 \;\; ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.8^{1.6} = 18.2 \;\; ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 37.8 + \left(60.5 - 37.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 54.1 \;\; ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 54.1 = 39.1$

$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 18.2 + 39.1 = 57.3$

2) 2-3 часы

$S = 14 \;\; MBA$

$K = \frac{14}{25} = 0.56$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.56^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 24.4 \;\; ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.56^{1.6} = 10.3 \;\; ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 24.4 + \left(54.1 - 24.4 \right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 39.6 \;\; ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 39.6 = 24.6$

$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 24.6 + 10.3 = 34.9$

3) 4-й час

$S = 22 \;\; MBA$

$K = \frac{22}{25} = 0.88$

$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 43.2 \;\; ℃$

$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \;\; ℃$

$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(39.6 - 43.2 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 40.6 \;\; ℃$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 40.6 = 25.6$

$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 25.6 + 21.2 = 46.8$

4) 5-й час

$S = 28 \;\; MBA$

$K = \frac{28}{25} = 1.12$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.12^{1.6} = 31.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(40.6 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 46.6 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 46.6 = 31.6$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 31.6 + 31.2 = 62.8$$

5) 6-й час

$$S = 33 \ MBA$$

$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(46.6 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 56.1 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 56.1 = 41.1$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 41.1 + 40.5 = 81.6$$

6) 7-й час

$$S = 37 \ MBA$$

$$K = \frac{37}{25} = 1.48$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(56.1 - 96.4 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 67.5 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 67.5 = 52.5$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 52.5 + 48.7 = 101.2$$

7) 8-10 часы

$$S = 41 \ MBA$$

$$K = \frac{41}{25} = 1.64$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 * \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.64^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 114 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.64^{1.6} = 57.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 114 + \left(67.5 - 114 \right) \cdot e^{\frac{-3}{3}} = 96.9 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 96.9 = 81.9$$

$$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 81.9 + 57.4 = 139.3$$

8) 11-й час

$$S = 37 \ \ MBA$$
$$K = \frac{37}{25} = 1.48$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(96.9 - 96.4 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 96.8 \ \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 96.8 = 81.8$$
$$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 81.8 + 48.7 = 130.5$$

9) 12-й час

$$S = 33 \ \ MBA$$
$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(96.8 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 92 \ \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 90.9 = 77$$
$$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 75.9 + 40.5 = 117.5$$

10) 13-й час

$$S = 28 \ \ MBA$$
$$K = \frac{28}{25} = 1.12$$
$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.12^{1.6} = 31.2 \ \ ℃$$
$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(92 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 70.4 \ \ ℃$$
$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 70.4 = 55.4 \ \ ℃$$
$$\theta_{ннт\ .t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 55.4 + 31.2 = 98.9$$

11) 14-15 часы

$$S = 22 \ \ MBA$$

$$K = \frac{22}{25} = 0.88$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 43.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(70.4 - 43.2 \right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 57.2 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 57.2 = 42.2 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 42.2 + 21.2 = 63.4 \ ℃$$

12) 16-й час

$$S = 28 \ MBA$$

$$K = \frac{28}{25} = 1.12$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.12^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 61.8 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 * 1.12^{1.6} = 31.2 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 61.8 + \left(57.2 - 61.8 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 58.5 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = -15 + 58.5 = 43.5 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 43.5 + 31.2 = 74.7 \ ℃$$

13) 17-й час

$$S = 33 \ MBA$$

$$K = \frac{33}{25} = 1.32$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 \ ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(58.5 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 64.6 \ ℃$$

$$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 64.6 - 15 = 49.6 \ ℃$$

$$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 49.6 + 40.5 = 90.1 \ ℃$$

14) 18-й час

$$S = 37 \ MBA$$

$$K = \frac{37}{25} = 1.48$$

$$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.48^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 96.4 \ ℃$$

$$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.48^{1.6} = 48.7 ℃$$

$$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 96.4 + \left(64.6 - 96.4 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 73.6 \ ℃$$

$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 73.6 - 15 = 58.6 \ ℃$
$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 58.6 + 48.7 = 107.3 \ ℃$

15) 19-20 часы

$S = 41 \ MBA$
$K = \frac{41}{25} = 1.64$
$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.64^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 114 \ ℃$
$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.64^{1.6} = 57.4 ℃$
$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 114 + \left(73.6 - 114 \right) \cdot e^{\frac{-2}{3}} = 93.3 \ ℃$
$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 93.3 - 15 = 78.3 \ ℃$
$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 78.3 + 57.4 = 135.7 \ ℃$

16) 21-й час

$S = 33 \ MBA$
$K = \frac{33}{25} = 1.32$
$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 1.32^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 80 \ ℃$
$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 1.32^{1.6} = 40.5 ℃$
$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 80 + \left(93.3 - 80 \right) \cdot e^{\frac{-1}{3}} = 89.5 \ ℃$
$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 89.5 - 15 = 74.5 \ ℃$
$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 74.5 + 40.5 = 115 \ ℃$

17) 22-24 часы

$S = 22 \ MBA$
$K = \frac{22}{25} = 0.88$
$\vartheta_{м.уст.} = \vartheta_{м.ном.} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x = 52 \cdot \left(\frac{1 + 4.8 \cdot 0.88^2}{1 + 4.8} \right)^{0.9} = 43.2 \ ℃$
$\vartheta_{ннт.м.} = \vartheta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 26 \cdot 0.88^{1.6} = 21.2 \ ℃$
$\vartheta_{м.t} = \vartheta_{м.уст.} + \left(\vartheta_{м.нач.} - \vartheta_{м.уст.} \right) \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} = 43.2 + \left(89.5 - 43.2 \right) \cdot e^{\frac{-3}{3}} = 60.2$
$\theta_{м.t} = \theta_{охл.} + \vartheta_{м.t} = 60.2 - 15 = 45.2 \ ℃$
$\theta_{ннт.t} = \theta_{м.t} + \vartheta_{ннт.м.} = 45.2 + 21.2 = 66.4 \ ℃$

В данном разделе был проведен расчет аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатора марки ТРДН-25000/110. В результате можно выделить следующие самые высокие показатели: температура масла в верхних слоях 73.1 ˚С и температура наиболее нагретой точки обмотки 130 ˚С. Следовательно трансформатор марки

ТРДН-25000-110 удовлетворяют тепловым условиям без каких-либо ограничений, так как его тепловой режим не выходит за пределы граничных температур в данных условиях. $\left(\theta_{ннт.t.} \leq 160\ ℃;\ \theta_{м.t.} \leq 115\ ℃\right)$.

1.3 Тепловые режимы

В данном разделе будет приведен тепловой режим для оставшихся условий будут построены характеристики и составлены графики нагрузки (Таб.3), изменения температуры масла в верхних слоях (Таб.4) и температуры наиболее нагретой точки обмотки от времени.

Таблица 3 - График нагрузки в зимний период

График нагрузки, Sз, МВА												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sз, МВА	20	14	14	22	28	33	37	41	41	41	37	33

Продолжение таблицы 3

Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sз, МВА	28	22	22	28	33	37	41	41	33	22	22	22

Также был выполнен расчет теплового режима трансформатора марки ТРДН 25000/110 в зимний период, как для систематических нагрузок, так и для аварийных перегрузок. Для удобства ознакомления с расчетом, результаты сведены в таблицы и графики (Табл.5-6; Рис.3-4).

Таблица 4 - Параметры расчета

Параметры расчета	
Отношение потерь, d	4.8
Градиент температуры наиболее нагретой точки (масло на выходе из обмотки), ϑ ннт.м.ном.,°С	26
Превышение температуры масла на выходе из обмотки, ϑ ном.,°С	52
θ охл. зима	-15
Показатель степени масла, x	0.9
Показатель степени обмотки ,y	1.6

Таблица 5- Режим аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатораТРДН-25000/110

аварийная перегрузка (Nтр.=1)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.8	0.56	0.56	0.88	1.12	1.32	1.48	1.64	1.64	1.64	1.48	1.32	1.12	0.88	0.88	1.12	1.32	1.48	1.64	1.64	1.32	0.88	0.88	0.88
ϑм.уст.	37.8	24.4	24.4	43.2	61.8	80	96.4	114	114	114	96.4	80	61.8	43.2	43.2	61.8	80	96.4	114	114	80	43.2	43.2	43.2
ϑннт.м.	18.2	10.3	10.3	21.2	31.2	40.5	48.7	57.4	57.4	57.4	48.7	40.5	31.2	21.2	21.2	31.2	40.5	48.7	57.4	57.4	40.5	21.2	21.2	21.2
ϑм.t	10.7	14.6	14.6	22.7	33.8	46.9	78.2	88.4	88.4	88.4	90.7	87.7	80.3	69.8	69.8	67.5	71.1	78.2	88.4	88.4	86.1	73.9	73.9	73.9
θм.t.	-4.3	-0.4	-0.4	7.7	18.8	31.9	63.2	73.4	73.4	73.4	75.7	72.7	65.3	54.8	54.8	52.5	56.1	63.2	73.4	73.4	71.1	58.9	58.9	58.9
θннт.t	13.9	9.89	9.89	28.9	49.9	72.4	112	131	131	131	124	113	96.5	76	76	83.7	96.6	112	131	131	112	80.1	80.1	80.1
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.8	0.56	0.56	0.88	1.12	1.32	1.48	1.64	1.64	1.64	1.48	1.32	1.12	0.88	0.88	1.12	1.32	1.48	1.64	1.64	1.32	0.88	0.88	0.88
ϑм.уст.	37.	24.4	24.	43.	61.	80	96.	114	114	114	96.	80	61.	43.	43.	61.	80	96.	114	114	80	43.	43.	43.

	8		4	2	8		4				4		8	2	2	8		4				2	2	2
ϑннт.м.	18.2	10.3	10.3	21.2	31.2	40.5	48.7	57.4	57.4	57.4	48.7	40.5	31.2	21.2	21.2	31.2	40.5	48.7	57.4	57.4	40.5	21.2	21.2	21.2
ϑм.t	63.7	52.6	52.6	49.9	53.3	60.8	70.9	83.2	83.2	83.2	86.9	85	78.4	68.4	68.4	66.5	70.4	77.7	88.1	88.1	85.8	73.7	73.7	73.7
θм.t.	48.7	37.55	37.6	34.9	38.3	45.8	55.9	68.2	68.2	68.2	71.9	70	63.4	53.4	53.4	51.5	55.4	62.7	73.1	73.1	70.8	58.7	58.7	58.7
θннт.t	66.9	47.8	47.8	56.1	69.4	86.4	105	126	126	126	121	111	94.6	74.6	74.6	82.7	95.9	111	130	130	111	79.9	79.9	79.9
рост ннт.м в тече-нии n-го ч.	76.9	59	47.8	58.7	66.1	78.8	94.5	113	125	125	117	113	101	84.6	74.6	84.6	92.1	104	120	130	113	92	79.9	79.9

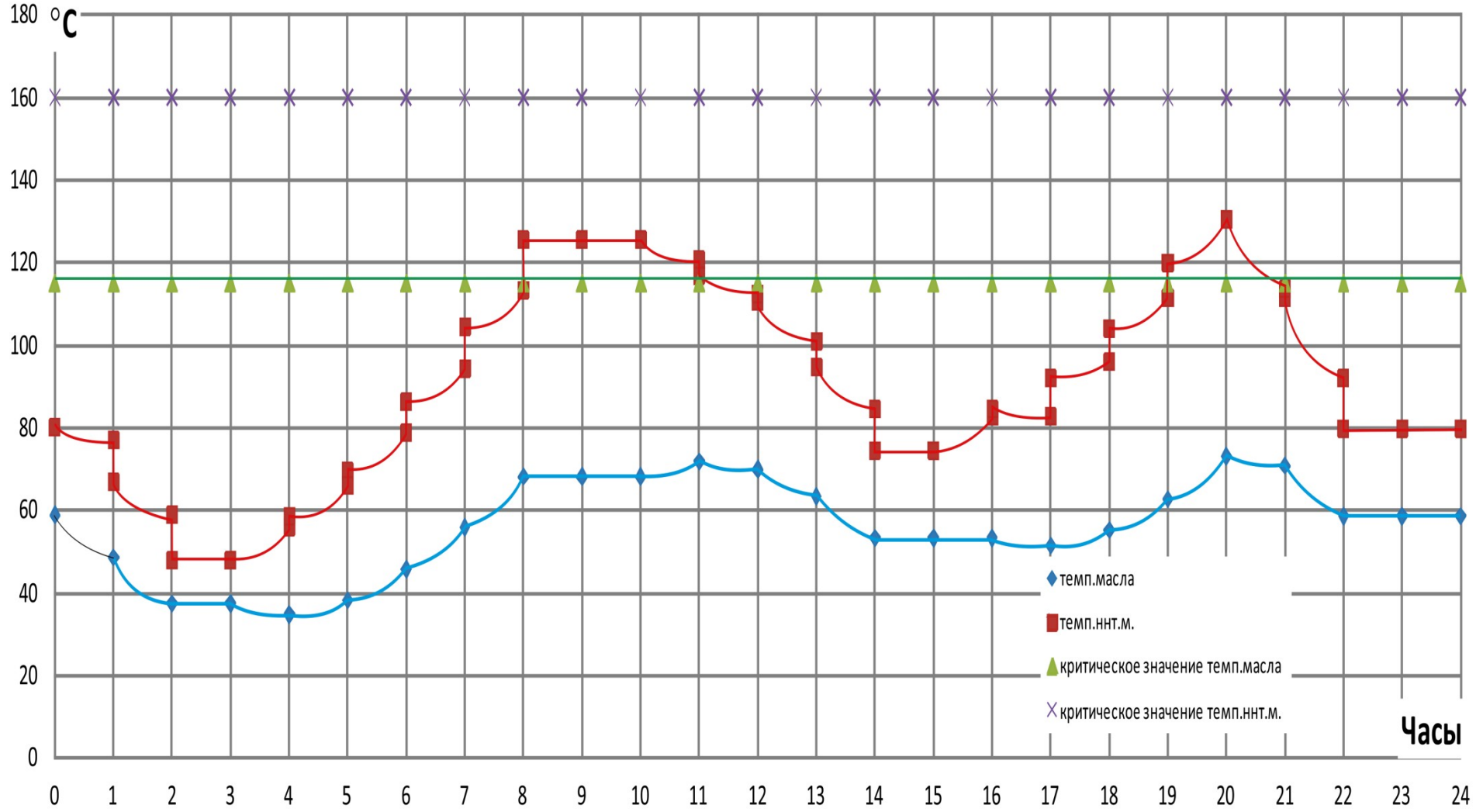


Рисунок 3 - Режим аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатораТРДН-25000/110

Таблица 6 - Режим систематических нагрузок в зимний период времени для трансформатора ТРДН-25000/110

Систематическая нагрузка (Nтр=2)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.4	0.28	0.28	0.44	0.56	0.66	0.74	0.82	0.82	0.82	0.74	0.66	0.56	0.44	0.44	0.56	0.66	0.74	0.82	0.82	0.66	0.44	0.44	0.44
ϑм. уст.	17.9	14.2	14.2	19.3	24.4	29.5	34.1	39.1	39.1	39.1	34.1	29.5	24.4	19.3	19.3	24.4	29.5	34.1	39.1	39.1	29.5	19.3	19.3	19.3
ϑннт.м.	6	3.39	3.39	6.99	10.3	13.4	16.1	18.9	18.9	18.9	16.1	13.4	10.3	6.99	6.99	10.3	13.4	16.1	18.9	18.9	13.4	6.99	6.99	6.99
ϑм.t	5.06	7.66	7.66	11	14.8	19	23.2	27.7	27.7	27.7	29.5	29.5	28.1	25.6	25.6	25.3	26.5	28.6	31.6	31.6	31	27.7	27.7	27.7
θм.t.	-9.9	-7.3	-7.3	-4	-0.2	3.96	8.25	12.7	12.7	12.7	14.5	14.5	13.1	10.6	10.6	10.3	11.5	13.6	16.6	16.6	16	12.7	12.7	12.7
θннт.t	-3.9	-3.9	-3.9	2.96	10.1	17.3	24.3	31.7	31.7	31.7	30.6	27.9	23.4	17.6	17.6	20.5	24.8	29.7	35.5	35.5	29.4	19.7	19.7	19.7
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.4	0.28	0.28	0.44	0.56	0.66	0.74	0.82	0.82	0.82	0.74	0.66	0.56	0.44	0.44	0.56	0.66	0.74	0.82	0.82	0.66	0.44	0.44	0.44
ϑм. уст.	17.	14.	14.	19.	24.	29.	34.	39.	39.	39.	34.	29.	24.	19.	19.	24.	29.	34.	39.	39.	29.	19.	19.	19.

	9	2	2	3	4	5	1	1	1	1	1	5	4	3	3	4	5	1	1	1	5	3	3	3
ϑннт.м.	6	3.39	3.39	6.99	10.3	13.4	16.1	18.9	18.9	18.9	16.1	13.4	10.3	6.99	6.99	10.3	13.4	16.1	18.9	18.9	13.4	6.99	6.99	6.99
ϑм.t	24.9	21.9	21.9	21.2	22.1	24.2	27	30.4	30.4	30.4	31.5	30.9	29.1	26.3	26.3	25.8	26.8	28.9	31.8	31.8	31.1	27.8	27.8	27.8
θм.t.	9.9	6.88	6.88	6.15	7.08	9.19	12	15.4	15.4	15.4	16.5	15.9	14.1	11.3	11.3	10.8	11.8	13.9	16.8	16.8	16.1	12.8	12.8	12.8
θннт.t	15.9	10.3	10.3	13.1	17.4	22.6	28.1	34.4	34.4	34.4	32.5	29.3	24.4	18.3	18.3	21.1	25.2	30	35.7	35.7	29.5	19.8	19.8	19.8
рост ннт.м в n-го ча-са	18.8	13.3	10.3	13.9	16.4	20.5	25.2	30.9	34.4	34.4	31.5	29.8	26.2	21.1	18.3	21.6	24.1	27.9	32.8	35.7	30.2	23.1	19.8	19.8

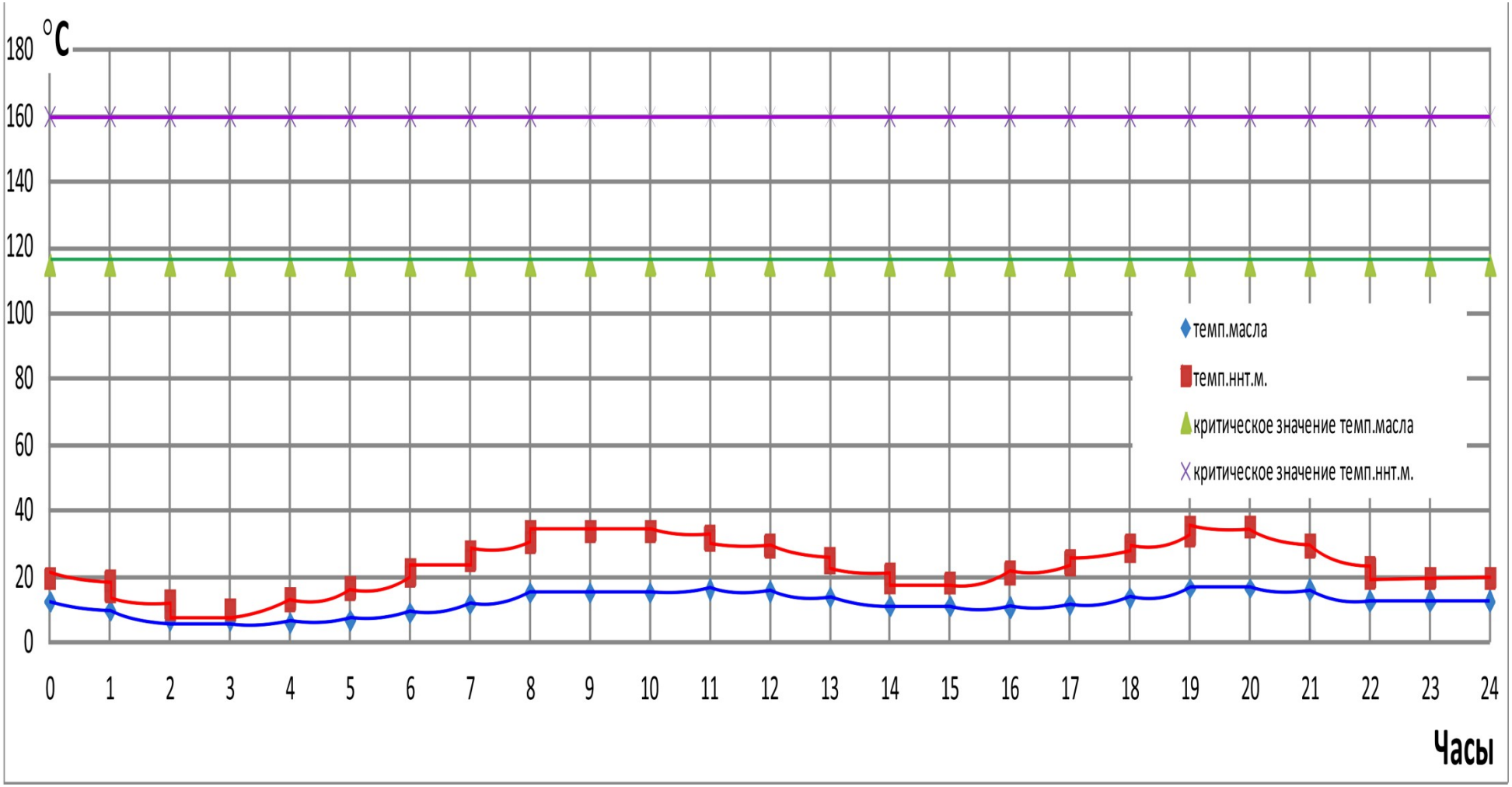


Рисунок 4 -Режим систематических нагрузок в зимний период времени для трансформатораТРДН-25000/110

В данном разделе будет составлен график нагрузки (Таб.7) и проведен расчет теплового режима трансформатора марки ТРДН-25000/110 в летний период, как для систематических, так и для аварийных перегрузок. Для удобства ознакомления с расчетом, результаты сведены в таблицы и графики (Табл.9-10; Рис.5-6). Данные параметров расчёта таблица 8.

Таблица 7 - График нагрузки в летний период

График нагрузки, Sл, МВА												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sл, МВА	18	12.6	12.6	19.8	25.2	29.7	33.3	36.9	36.9	36.9	33.3	29.7

Продолжение таблицы 7

Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sл, МВА	25.2	19.8	19.8	25.2	29.7	33.3	36.9	36.9	29.7	19.8	19.8	19.8

Таблица 8 - Параметры расчета

Параметры расчета	
Отношение потерь, d	4.8
Градиент температуры наиболее нагретой точки (масло на выходе из обмотки), ϑннт. м .ном., ℃	26
Превышение температуры масла на выходе из обмотки, ϑном., ℃	52
θ охл. лето	18
Показатель степени масла ,x	0.9
Показатель степени обмотки, y	1.6

Таблица 9 - Режим аварийных перегрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-25000/110

аварийная перегрузка (Nтр.=1)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.72	0.5	0.5	0.79	1.01	1.19	1.33	1.48	1.48	1.48	1.33	1.19	1.01	0.79	0.79	1.01	1.19	1.33	1.48	1.48	1.19	0.79	0.79	0.79
ϑм. уст.	32.9	21.9	21.9	37.3	52.6	67.7	81.2	96	96	96	81.2	67.7	52.6	37.3	37.3	52.6	67.7	81.2	96	96	67.7	37.3	37.3	37.3
ϑннт. м.	15.4	8.69	8.69	17.9	26.3	34.3	41.1	48.5	48.5	48.5	41.1	34.3	26.3	17.9	17.9	26.3	34.3	41.1	48.5	48.5	34.3	17.9	17.9	17.9
ϑм.t	9.33	12.9	12.9	19.8	29.1	40	51.7	64.3	64.3	64.3	69.1	68.7	64.1	56.5	56.5	55.4	58.9	65.2	73.9	73.9	72.2	62.3	62.3	62.3
θм.t.	27.3	30.9	30.9	37.8	47.1	58	69.7	82.3	82.3	82.3	87.1	86.7	82.1	74.5	74.5	73.4	76.9	83.2	91.9	91.9	90.2	80.3	80.3	80.3
θннт.t	42.7	39.6	39.6	55.7	73.4	92.3	111	131	131	131	128	121	108	92.4	92.4	99.7	111	124	140	140	124	98.2	98.2	98.2
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.72	0.5	0.5	0.79	1.01	1.19	1.33	1.48	1.48	1.48	1.33	1.19	1.01	0.79	0.79	1.01	1.19	1.33	1.48	1.48	1.19	0.79	0.79	0.79
ϑм. уст.	32.9	21.9	21.9	37.3	52.6	67.7	81.2	96	96	96	81.2	67.7	52.6	37.3	37.3	52.6	67.7	81.2	96	96	67.7	37.3	37.3	37.3

ϑннт. м.	15.4	8.69	8.69	17.9	26.3	34.3	41.1	48.5	48.5	48.5	41.1	34.3	26.3	17.9	17.9	26.3	34.3	41.1	48.5	48.5	34.3	17.9	17.9	17.9
ϑм.t	54	44.9	44.9	42.7	45.5	51.8	60.1	70.3	70.3	70.3	73.4	71.8	66.3	58.1	58.1	56.6	59.7	65.8	74.4	74.4	72.5	62.5	62.5	62.5
θм.t.	72	62.9	62.9	60.7	63.5	69.8	78.1	88.3	88.3	88.3	91.4	89.8	84.3	76.1	76.1	74.6	77.7	83.8	92.4	92.4	90.5	80.5	80.5	80.5
θннт.t	87.3	71.6	71.6	78.6	89.9	104	119	137	137	137	133	124	111	94	94	101	112	125	141	141	125	98.4	98.4	98.4
рост ннт.м в течении n-го часа	95.9	80.6	71.6	80.8	87.1	97.8	111	127	137	137	129	126	116	102	94	102	109	119	132	141	127	108	98.4	98.4

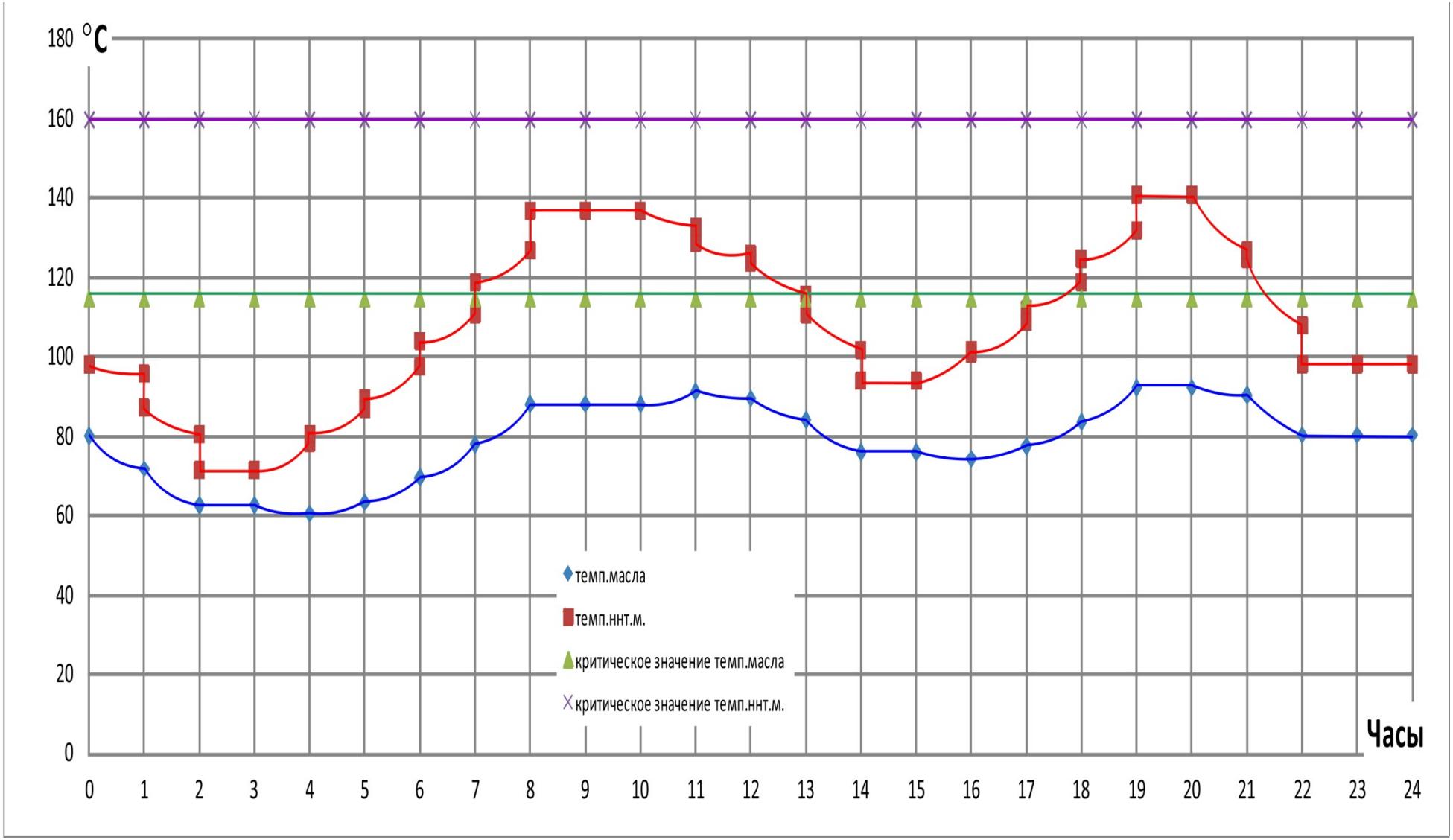


Рисунок 5 -Режим аварийных перегрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-25000/110

Таблица 10 -Режим систематических нагрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-25000/110

Систематическая нагрузка (Nтр=2)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.36	0.25	0.25	0.4	0.5	0.59	0.67	0.74	0.74	0.74	0.67	0.59	0.5	0.4	0.4	0.5	0.59	0.67	0.74	0.74	0.59	0.4	0.4	0.4
ϑм. уст.	16.5	13.6	13.6	17.7	21.9	26.1	29.8	34	34	34	29.8	26.1	21.9	17.7	17.7	21.9	26.1	29.8	34	34	26.1	17.7	17.7	17.7
ϑннт. м.	5.07	2.87	2.87	5.91	8.69	11.3	13.6	16	16	16	13.6	11.3	8.69	5.91	5.91	8.69	11.3	13.6	16	16	11.3	5.91	5.91	5.91
ϑм.t	4.68	7.2	7.2	10.2	13.5	17.1	20.7	24.5	24.5	24.5	26	26	24.8	22.8	22.8	22.6	23.6	25.3	27.8	27.8	27.3	24.6	24.6	24.6
θм.t.	22.7	25.2	25.2	28.2	31.5	35.1	38.7	42.5	42.5	42.5	44	44	42.8	40.8	40.8	40.6	41.6	43.3	45.8	45.8	45.3	42.6	42.6	42.6
θннт.t	27.8	28.1	28.1	34.1	40.2	46.4	52.3	58.4	58.4	58.4	57.5	55.3	51.5	46.7	46.7	49.2	52.9	56.9	61.8	61.8	56.6	48.5	48.5	48.5
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.36	0.25	0.25	0.4	0.5	0.59	0.67	0.74	0.74	0.74	0.67	0.59	0.5	0.4	0.4	0.5	0.59	0.67	0.74	0.74	0.59	0.4	0.4	0.4
ϑм. уст.	16.	13.	13.	17.	21.	26.	29.	34	34	34	29.	26.	21.	17.	17.	21.	26.	29.	34	34	26.	17.	17.	17.

	5	6	6	7	9	1	8				8	1	9	7	7	9	1	8			1	7	7	7
ϑннт. м.	5.07	2.87	2.87	5.91	8.69	11.3	13.6	16	16	16	13.6	11.3	8.69	5.91	5.91	8.69	11.3	13.6	16	16	11.3	5.91	5.91	5.91
ϑм.t	22.3	19.8	19.8	19.2	20	21.7	24	26.8	26.8	26.8	27.7	27.2	25.7	23.5	23.5	23	23.9	25.6	28	28	27.4	24.7	24.7	24.7
θм.t.	40.3	37.8	37.8	37.2	38	39.7	42	44.8	44.8	44.8	45.7	45.2	43.7	41.5	41.5	41	41.9	43.6	46	46	45.4	42.7	42.7	42.7
θннт.t	45.4	40.7	40.7	43.1	46.7	51	55.6	60.8	60.8	60.8	59.3	56.5	52.4	47.4	47.4	49.7	53.2	57.1	61.9	61.9	56.7	48.6	48.6	48.6
рост ннт.мn-го часа	47.7	43.2	40.7	43.7	45.9	49.3	53.3	58	60.8	60.8	58.4	57	53.9	49.6	47.4	50.1	52.3	55.4	59.6	61.9	57.3	51.3	48.6	48.6

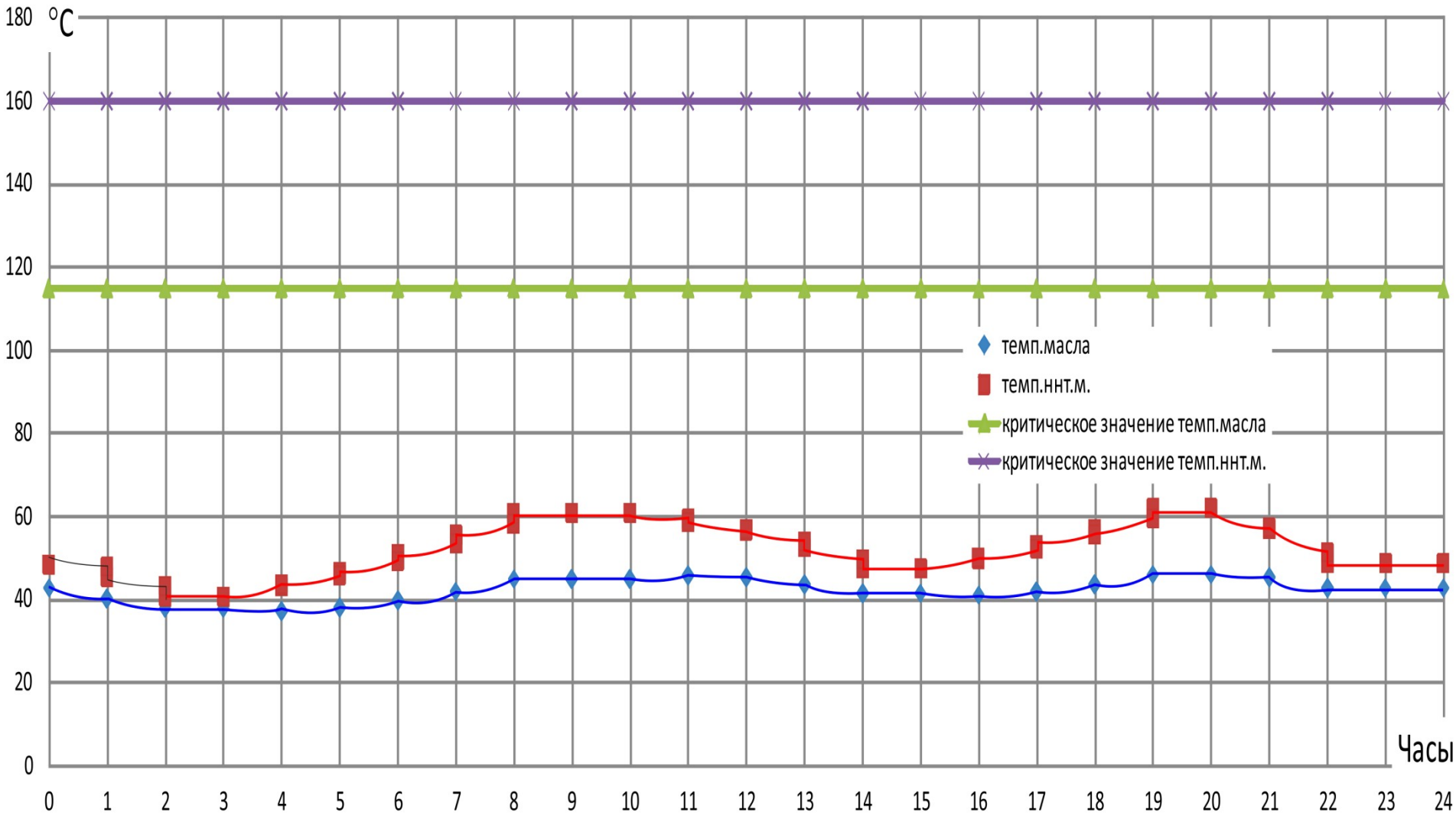


Рисунок 6 -Режим систематических нагрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-25000/110

В данном разделе будет построен график нагрузки (Таб.11) и проведен расчет теплового режима трансформатора марки ТРДН-40000/110 в зимний период, как для систематических нагрузок, так и для аварийных перегрузок. Для удобства ознакомления с расчетом, результаты сведены в таблицы и графики (Табл.13-14; Рис.7-8).Данные параметров расчёта таблица 12.

Таблица 11 - График нагрузки в зимний период

График нагрузки, Sз, МВА												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sз, МВА	20	14	14	22	28	33	37	41	41	41	37	33

Продолжение таблицы 11

Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sз, МВА	28	22	22	28	33	37	41	41	33	22	22	22

Таблица 12 - Параметры расчета

Параметры расчета	
Отношение потерь, d	5
Градиент температуры наиболее нагретой точки (масло на выходе из обмотки),ϑннт.м.ном.,℃	26
Превышение температуры масла на выходе из обмотки, ϑном., ℃	52
θохл. зима	-15
Показатель степени масла, x	0.9
Показатель степени обмотки, y	1.6

Таблица 13 -Режим аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатора ТРДН-40000/110

аварийная перегрузка (Nтр.=1)																							
первая итерация																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.5	0.35	0.35	0.55	0.7	0.83	0.93	1.03	1.03	1.03	0.93	0.83	0.7	0.55	0.55	0.7	0.83	0.93	1.03	1.03	0.83	0.55	0.55	0.55

ϑм. уст.	21.5	15.9	15.9	23.8	31.6	39.4	46.3	54	54	54	46.3	39.4	31.6	23.8	23.8	31.6	39.4	46.3	54	54	39.4	23.8	23.8	23.8
ϑннт. м.	8.58	4.85	4.85	9.99	14.7	19.1	23	27	27	27	23	19.1	14.7	9.99	9.99	14.7	19.1	23	27	27	19.1	9.99	9.99	9.99
ϑм.t	6.1	8.89	8.89	13.1	18.3	24.3	38.2	42.7	42.7	42.7	43.7	42.5	39.4	35	35	34	35.5	38.6	43	43	41.9	36.8	36.8	36.8
θм.t.	-8.9	-6.1	-6.1	-1.9	3.35	9.3	23.2	27.7	27.7	27.7	28.7	27.5	24.4	20	20	19	20.5	23.6	28	28	26.9	21.8	21.8	21.8
θннт.t	-0.3	-1.3	-1.3	8.09	18	28.4	46.2	54.7	54.7	54.7	51.7	46.6	39.1	30	30	33.7	39.6	46.5	55	55	46	31.8	31.8	31.8
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.5	0.35	0.35	0.55	0.7	0.83	0.93	1.03	1.03	1.03	0.93	0.83	0.7	0.55	0.55	0.7	0.83	0.93	1.03	1.03	0.83	0.55	0.55	0.55
ϑм. уст.	21.5	15.9	15.9	23.8	31.6	39.4	46.3	54	54	54	46.3	39.4	31.6	23.8	23.8	31.6	39.4	46.3	54	54	39.4	23.8	23.8	23.8
ϑннт. м.	8.58	4.85	4.85	9.99	14.7	19.1	23	27	27	27	23	19.1	14.7	9.99	9.99	14.7	19.1	23	27	27	19.1	9.99	9.99	9.99
ϑм.t	32.5	27.8	27.8	26.6	28	31.2	35.5	40.8	40.8	40.8	42.3	41.5	38.7	34.5	34.5	33.6	35.3	38.4	42.8	42.8	41.8	36.7	36.7	36.7

θм.t.	17.5	12.8	12.8	11.6	13	16.2	20.5	25.8	25.8	25.8	27.3	26.5	23.7	19.5	19.5	18.6	20.3	23.4	27.8	27.8	26.8	21.7	21.7	21.7
θннт.t	26	17.6	17.6	21.6	27.7	35.4	43.5	52.8	52.8	52.8	50.3	45.6	38.4	29.4	29.4	33.3	39.4	46.4	54.9	54.9	45.9	31.7	31.7	31.7
рост ннт.м в течении n-го часа	30.3	22.3	17.6	22.8	26.3	32.2	39.2	47.6	52.8	52.8	48.7	46.4	41.2	33.7	29.4	34.1	37.8	43.2	50.5	54.9	46.9	36.8	31.7	31.7

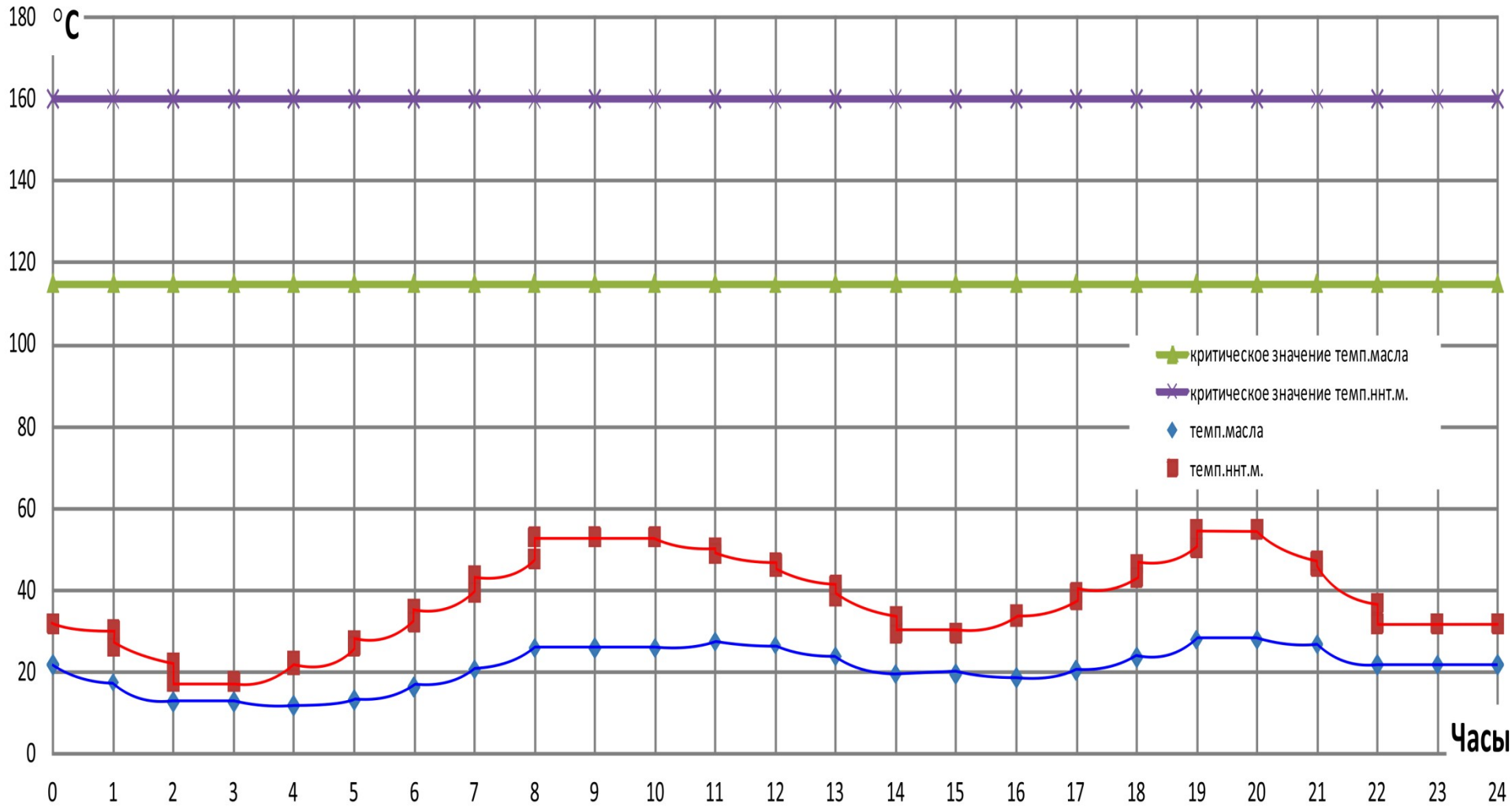


Рисунок 7 - Режим аварийных перегрузок в зимний период времени для трансформатора ТРДН-40000/110

Таблица 14 - Режим систематических нагрузок в зимний период времени для трансформатора ТРДН40000/110

Систематическая нагрузка (Nтр=2)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.25	0.18	0.18	0.28	0.35	0.41	0.46	0.51	0.51	0.51	0.46	0.41	0.35	0.28	0.28	0.35	0.41	0.46	0.51	0.51	0.41	0.28	0.28	0.28
ϑм. уст.	13.2	11.8	11.8	13.8	15.9	18	20	22.1	22.1	22.1	20	18	15.9	13.8	13.8	15.9	18	20	22.1	22.1	18	13.8	13.8	13.8
ϑннт. м.	2.83	1.6	1.6	3.3	4.85	6.3	7.57	8.92	8.92	8.92	7.57	6.3	4.85	3.3	3.3	4.85	6.3	7.57	8.92	8.92	6.3	3.3	3.3	3.3
ϑм.t	3.75	6.03	6.03	8.24	10.4	12.6	14.7	16.8	16.8	16.8	17.7	17.8	17.3	16.3	16.3	16.2	16.7	17.6	18.9	18.9	18.6	17.3	17.3	17.3
θм.t.	-11	-9	-9	-6.8	-4.6	-2.4	-0.3	1.76	1.76	1.76	2.67	2.77	2.25	1.28	1.28	1.19	1.71	2.63	3.88	3.88	3.65	2.28	2.28	2.28

θннт.t	-8.4	-7.4	-7.4	-3.5	0.27	3.89	7.24	10.7	10.7	10.7	10.2	9.08	7.1	4.58	4.58	6.03	8.02	10.2	12.8	12.8	9.95	5.58	5.58	5.58
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.25	0.18	0.18	0.28	0.35	0.41	0.46	0.51	0.51	0.51	0.46	0.41	0.35	0.28	0.28	0.35	0.41	0.46	0.51	0.51	0.41	0.28	0.28	0.28
ϑм. уст.	13.2	11.8	11.8	13.8	15.9	18	20	22.1	22.1	22.1	20	18	15.9	13.8	13.8	15.9	18	20	22.1	22.1	18	13.8	13.8	13.8
ϑннт. м.	2.83	1.6	1.6	3.3	4.85	6.3	7.57	8.92	8.92	8.92	7.57	6.3	4.85	3.3	3.3	4.85	6.3	7.57	8.92	8.92	6.3	3.3	3.3	3.3
ϑм.t	16.1	14.9	14.9	14.6	15	15.8	17	18.4	18.4	18.4	18.9	18.6	17.9	16.7	16.7	16.5	16.9	17.8	19	19	18.7	17.3	17.3	17.3
θм.t.	1.14	-0.1	-0.1	-0.4	-0	0.85	2.01	3.44	3.44	3.44	3.87	3.63	2.87	1.73	1.73	1.5	1.94	2.79	4	4	3.73	2.34	2.34	2.34
θннт.t	3.97	1.5	1.5	2.9	4.83	7.15	9.58	12.4	12.4	12.4	11.4	9.94	7.72	5.02	5.02	6.35	8.24	10.4	12.9	12.9	10	5.64	5.64	5.64
рост ннт.м в тече-нии n-го часа	5.17	2.74	1.5	3.2	4.45	6.28	8.42	10.9	12.4	12.4	11	10.2	8.48	6.17	5.02	6.57	7.81	9.51	11.7	12.9	10.3	7.02	5.64	5.64

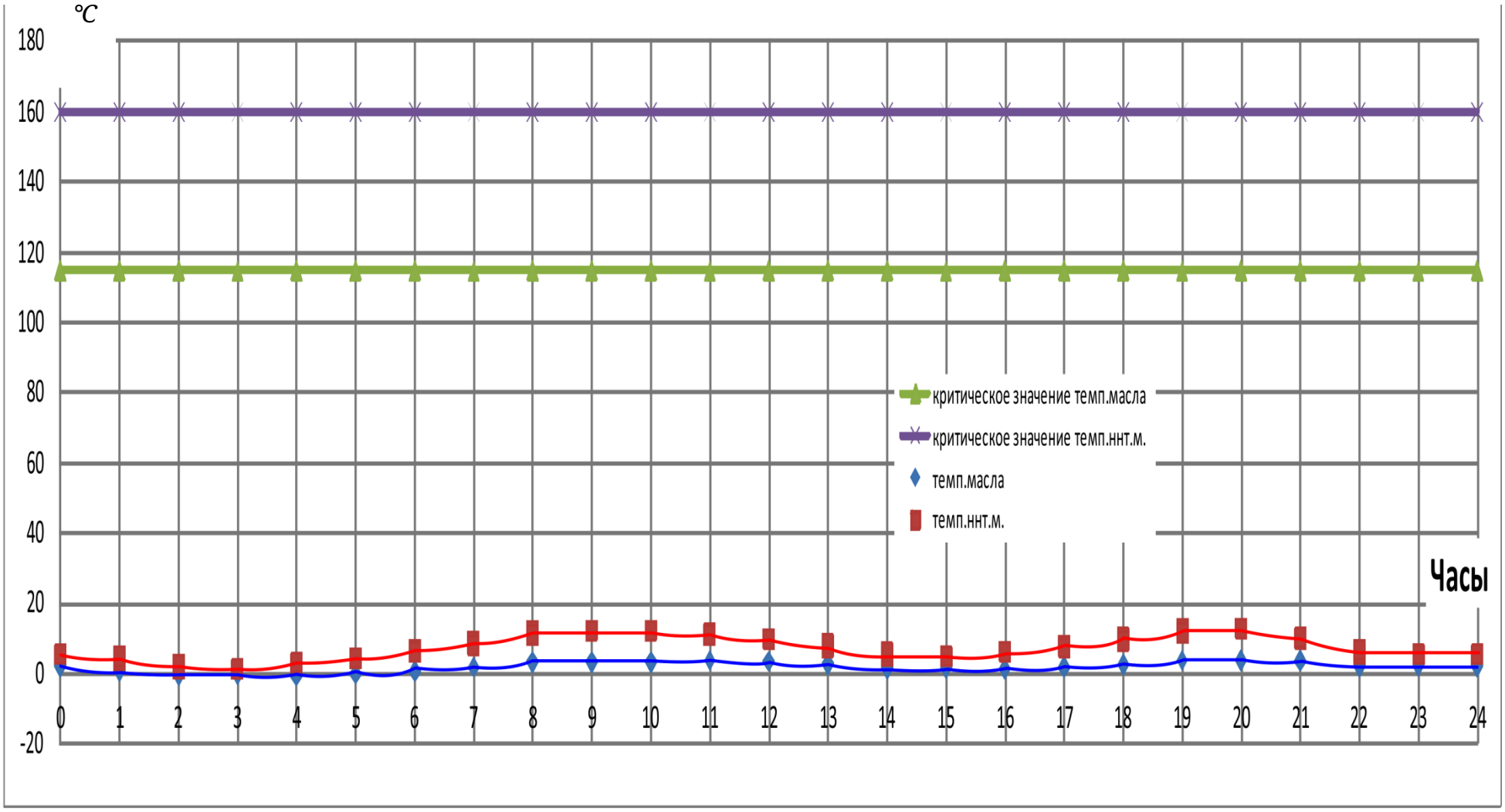


Рисунок 8 - Режим систематических нагрузок в зимний период времени для трансформатора ТРДН40000/110

В данном разделе будет составлен график нагрузки (Таб.15) и проведен расчет теплового режима трансформатора марки ТРДН 40000/110 в летний период, как для систематических нагрузок, так и для аварийных перегрузок. Для удобства ознакомления с расчетом, результаты сведены в таблицы и графики (Табл.17-18; Рис.9-10).Данные параметров расчёта таблица 16.

Таблица 15 - График нагрузки в летний период

График нагрузки, Sл, МВА												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sл, МВА	18	12.6	12.6	19.8	25.2	29.7	33.3	36.9	36.9	36.9	33.3	29.7

Продолжение таблицы 15

Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sл, МВА	25.2	19.8	19.8	25.2	29.7	33.3	36.9	36.9	29.7	19.8	19.8	19.8

Таблица 16 - Параметры расчета

Параметры расчета	
Отношение потерь, d	5
Градиент температуры наиболее нагретой точки (масло на выходе) из обмотки),ϑннт.м.ном., ℃	26
Превышение температуры масла на выходе из обмотким, ϑном., ℃	52
θохл. лето	18
Показатель степени масла, x	0.9
Показатель степени обмотки, y	1.6

Таблица 17 - Режим аварийных перегрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-40000/110

аварийная перегрузка (Nтр.=1)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.45	0.32	0.32	0.5	0.63	0.74	0.83	0.92	0.92	0.92	0.83	0.74	0.63	0.5	0.5	0.63	0.74	0.83	0.92	0.92	0.74	0.5	0.5	0.5
ϑм. уст.	19.5	14.9	14.9	21.3	27.7	34.1	39.9	46.2	46.2	46.2	39.9	34.1	27.7	21.3	21.3	27.7	34.1	39.9	46.2	46.2	34.1	21.3	21.3	21.3
ϑннт. м.	7.25	4.1	4.1	8.44	12.4	16.1	19.4	22.9	22.9	22.9	19.4	16.1	12.4	8.44	8.44	12.4	16.1	19.4	22.9	22.9	16.1	8.44	8.44	8.44
ϑм.t	5.51	8.17	8.17	11.9	16.4	21.4	26.6	32.2	32.2	32.2	34.4	34.3	32.4	29.3	29.3	28.8	30.3	33	36.8	36.8	36	31.8	31.8	31.8
θм.t.	23.5	26.2	26.2	29.9	34.4	39.4	44.6	50.2	50.2	50.2	52.4	52.3	50.4	47.3	47.3	46.8	48.3	51	54.8	54.8	54	49.8	49.8	49.8
θннт.t	30.8	30.3	30.3	38.3	46.8	55.6	64	73	73	73	71.7	68.4	62.8	55.7	55.7	59.3	64.5	70.4	77.6	77.6	70.2	58.3	58.3	58.3
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.45	0.32	0.32	0.5	0.63	0.74	0.83	0.92	0.92	0.92	0.83	0.74	0.63	0.5	0.5	0.63	0.74	0.83	0.92	0.92	0.74	0.5	0.5	0.5
ϑм. уст.	19.5	14.9	14.9	21.3	27.7	34.1	39.9	46.2	46.2	46.2	39.9	34.1	27.7	21.3	21.3	27.7	34.1	39.9	46.2	46.2	34.1	21.3	21.3	21.3

ϑннт. м.	7.25	4.1	4.1	8.44	12.4	16.1	19.4	22.9	22.9	22.9	19.4	16.1	12.4	8.44	8.44	12.4	16.1	19.4	22.9	22.9	16.1	8.44	8.44	8.44
ϑм.t	28.3	24.5	24.5	23.6	24.8	27.4	30.9	35.3	35.3	35.3	36.6	35.9	33.6	30.1	30.1	29.4	30.8	33.3	37	37	36.2	31.9	31.9	31.9
θм.t.	46.3	42.5	42.5	41.6	42.8	45.4	48.9	53.3	53.3	53.3	54.6	53.9	51.6	48.1	48.1	47.4	48.8	51.3	55	55	54.2	49.9	49.9	49.9
θннт.t	53.6	46.6	46.6	50	55.2	61.6	68.3	76.1	76.1	76.1	74	70	64	56.5	56.5	59.8	64.9	70.7	77.8	77.8	70.3	58.4	58.4	58.4
рост нн-т.м в течении n-го ча-са	57.2	50.4	46.6	51	54	58.9	64.8	71.8	76.1	76.1	72.6	70.7	66.3	60	56.5	60.5	63.6	68.1	74.2	77.8	71.1	62.6	58.4	58.4

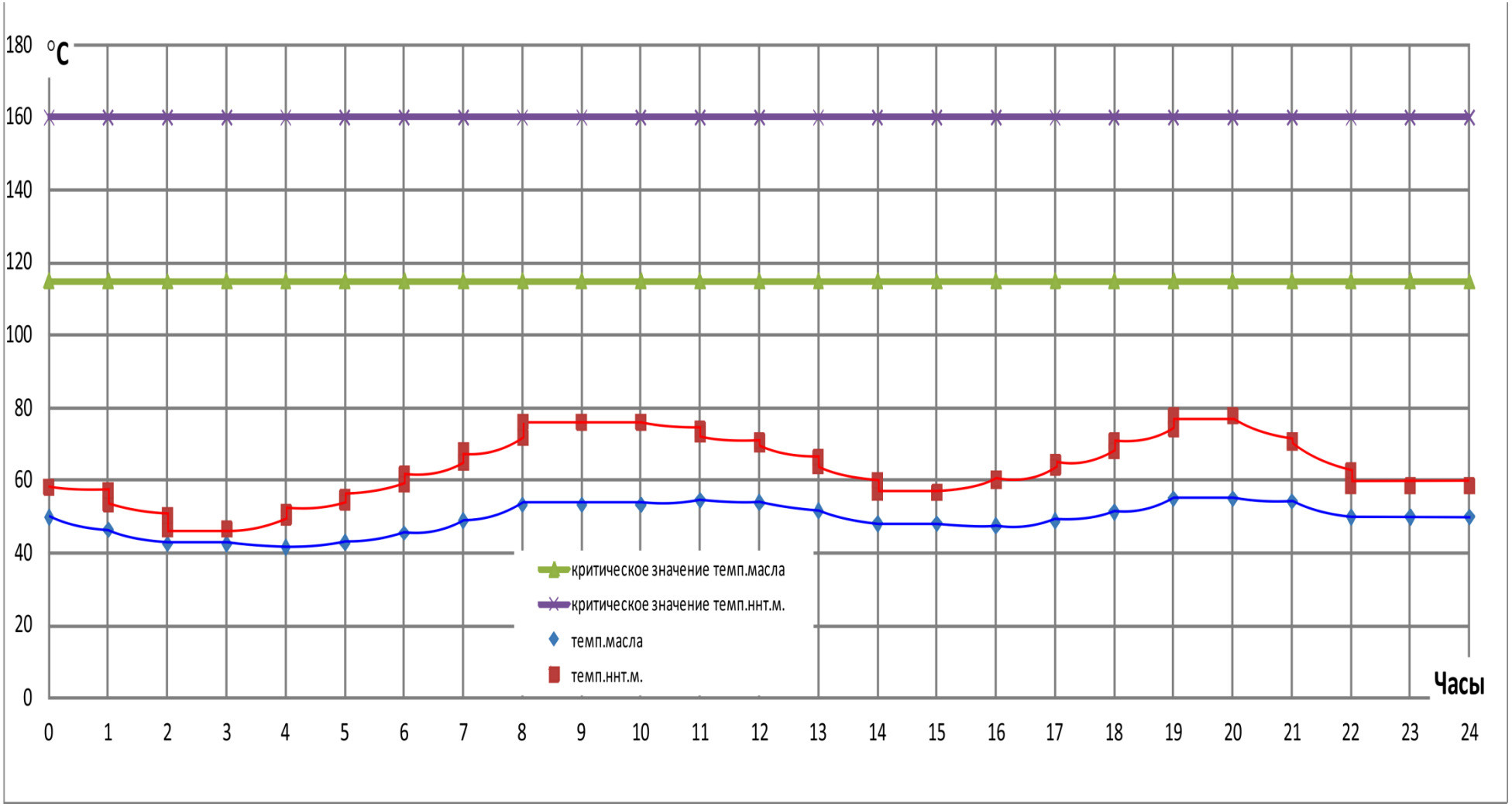


Рисунок 9 - Режим аварийных перегрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН-40000/110

Таблица 18 - Режим систематических нагрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН40000/110

Систематическая нагрузка (Nтр=2)																								
первая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.23	0.16	0.16	0.25	0.32	0.37	0.42	0.46	0.46	0.46	0.42	0.37	0.32	0.25	0.25	0.32	0.37	0.42	0.46	0.46	0.37	0.25	0.25	0.25
ϑм. уст.	12.7	11.5	11.5	13.2	14.9	16.6	18.2	19.9	19.9	19.9	18.2	16.6	14.9	13.2	13.2	14.9	16.6	18.2	19.9	19.9	16.6	13.2	13.2	13.2
ϑннт. м.	2.39	1.35	1.35	2.78	4.1	5.33	6.4	7.54	7.54	7.54	6.4	5.33	4.1	2.78	2.78	4.1	5.33	6.4	7.54	7.54	5.33	2.78	2.78	2.78
ϑм.t	3.6	5.84	5.84	7.93	9.9	11.8	13.6	15.4	15.4	15.4	16.2	16.3	15.9	15.1	15.1	15.1	15.5	16.3	17.3	17.3	17.1	16	16	16
θм.t.	21.6	23.8	23.8	25.9	27.9	29.8	31.6	33.4	33.4	33.4	34.2	34.3	33.9	33.1	33.1	33.1	33.5	34.3	35.3	35.3	35.1	34	34	34
θннт.t	24	25.2	25.2	28.7	32	35.1	38	40.9	40.9	40.9	40.6	39.6	38	35.9	35.9	37.2	38.8	40.7	42.8	42.8	40.4	36.8	36.8	36.8
вторая итерация																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
K	0.23	0.16	0.16	0.25	0.32	0.37	0.42	0.46	0.46	0.46	0.42	0.37	0.32	0.25	0.25	0.32	0.37	0.42	0.46	0.46	0.37	0.25	0.25	0.25
ϑм. уст.	12.	11.	11.	13.	14.	16.	18.	19.	19.	19.	18.	16.	14.	13.	13.	14.	16.	18.	19.	19.	16.	13.	13.	13.

	7	5	5	2	9	6	2	9	9	9	2	6	9	2	2	9	6	2	9	9	6	2	2	2
ϑннт. м.	2.39	1.35	1.35	2.78	4.1	5.33	6.4	7.54	7.54	7.54	6.4	5.33	4.1	2.78	2.78	4.1	5.33	6.4	7.54	7.54	5.33	2.78	2.78	2.78
ϑм.t	15.1	14.1	14.1	13.8	14.1	14.8	15.8	16.9	16.9	16.9	17.3	17.1	16.5	15.5	15.5	15.4	15.7	16.4	17.4	17.4	17.2	16	16	16
θм.t.	33.1	32.1	32.1	31.8	32.1	32.8	33.8	34.9	34.9	34.9	35.3	35.1	34.5	33.5	33.5	33.4	33.7	34.4	35.4	35.4	35.2	34	34	34
θннт.t	35.5	33.4	33.4	34.6	36.2	38.2	40.2	42.5	42.5	42.5	41.7	40.4	38.6	36.3	36.3	37.5	39	40.8	42.9	42.9	40.5	36.8	36.8	36.8
рост ннт.м в течении n-го ча-са	36.4	34.4	33.4	34.8	35.9	37.4	39.2	41.3	42.5	42.5	41.3	40.6	39.2	37.3	36.3	37.6	38.7	40.1	42	42.9	40.7	38	36.8	36.8

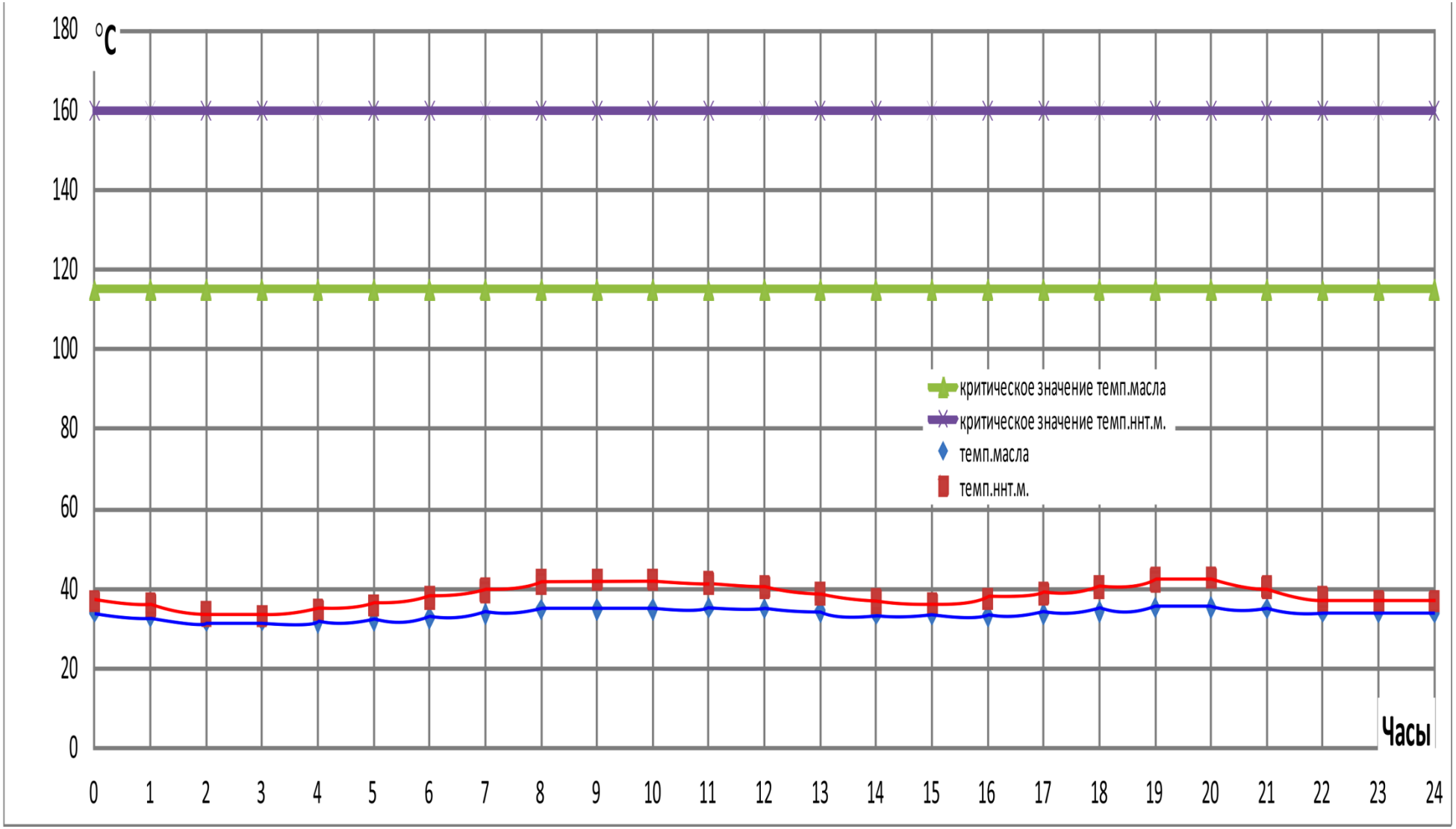


Рисунок 10 - Режим систематических нагрузок в летний период времени для трансформатора ТРДН40000/110

1.4 Проведение сравнения трансформаторов по приведенным затратам

В данном разделе будет проведен расчет приведенных затрат. Далее на его основе будет выполнен окончательный выбор одного варианта трансформатора по минимуму приведенных затрат:

1)Число часов максимальных потерь:

$$T_{max.зимы} = \frac{\sum S_{i.зимы} \cdot t_{i.зимы}}{S_{max}} \cdot t_{зимы} \quad (10)$$

$$T_{max.зимы} = 213 \cdot \left[\frac{(20 \cdot 1 + 14 \cdot 2 + 22 \cdot 6 + 28 \cdot 3 + 33 \cdot 4 + 37 \cdot 3 + 41 \cdot 5)}{41} \right] = 3699.8 \ \ ч.$$

$$T_{max.лето} = \frac{\sum S_{i.лето} \cdot t_{i.лето}}{S_{max}} \cdot t_{лето} \quad (11)$$

$$T_{max.лето} = 152 \cdot \left[\frac{(18 \cdot 1 + 12.6 \cdot 2 + 19.8 \cdot 6 + 25.2 \cdot 3 + 29.7 \cdot 4 + 33.3 \cdot 3 + 36.9 \cdot 5)}{41} \right] =$$

$$= 2375.76 \ \ ч.$$

$$T_{max} = T_{max.зимы} + T_{max.лето} \quad (12)$$

$T_{max} = 3699.8 + 2375.76 = 6075.6 \ \ ч.$-число часов использования максимума

$$\tau_{max} = T_{раб} \cdot \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \quad (13)$$

$$\tau_{max} = 8760 \cdot \left(0.124 + \frac{6075.6}{10000} \right)^2 = 4688.14 \text{ч.},$$

где $T_{раб}$- число часов работы трансформатора в год, принимается равным 8760

2) Годовые потери электроэнергии:

25 МВА:

$$\Delta W_{пот} = n_{тр} \cdot \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{кз}}{n_{тр}} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau_{max} \quad (14)$$

$$\Delta W_{пот.25} = 2 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{120}{2} \cdot \left(\frac{41}{25} \right)^2 \cdot 4688.14 = 1194.6 \ \ МВт \cdot ч$$

40 МВА:

$$\Delta W_{пот.40} 2 \cdot 34 \cdot 8760 + \frac{170}{2} \cdot \left(\frac{41}{40} \right)^2 \cdot 4688.14 = 1014.35 \;\; МВт \cdot ч$$

3) Издержки на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах:

$K_{пересчета} = 100;$

$\gamma = 1 \;\; руб./кВт \cdot ч$ - удельная стоимость потерь электроэнергии

25 МВА:

$$U_{пот} = \gamma \cdot \Delta W_{пот.25} \qquad (15)$$

$U_{пот.25} = 1 \cdot 1194.6 \cdot 10^3 = 1 \;\; 194 \;\; 600 \;\; руб.$

40 МВА:

$U_{пот.40} = 1 \cdot 1014.35 \cdot 10^3 = 1 \;\; 014 \;\; 350 \;\; руб.$

4)Ущерб от недоотпуска электроэнергии:

В результате расчета всех режимов трансформаторы марки ТРДН-25000/110 и ТРДН-40000/110 не привели к ущербу от недоотпуска электроэнергии.

5)Капиталовложения в трансформаторы:

$$K = n_{тр} \cdot Cm \qquad (16)$$

где Cm- заводская стоимость трансформатора, включающая транспортировку, наладку и монтаж.

25 МВА:

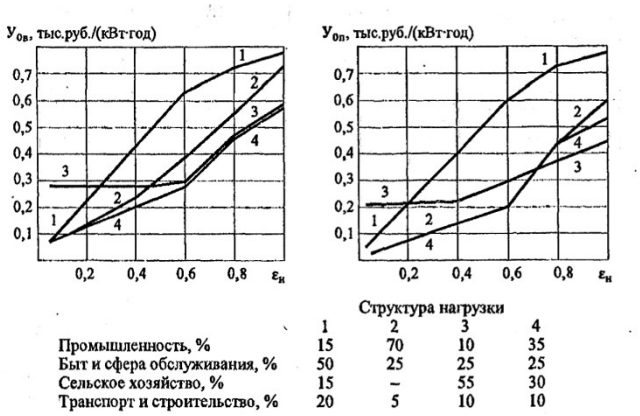
$K_{25} = n_{тр} \cdot Cm_{25} \cdot 1.3 \cdot K_{пересчета} = 2 \cdot 6 \;\; 800 \;\; 000 = 13 \;\; 600 \;\; 000 \;\; p.$

40 МВА:

$K_{40} = n_{тр} \cdot Cm_{40} \cdot 1.3 \cdot 100 = 2 \cdot 10 \;\; 000 \;\; 000 = 20 \;\; 000 \;\; 000 \;\; p.$

6)Расчетный годовой ущерб от аварийных и плановых ограничений электроснабжения:

Данный ущерб отображен на рисунке 11.



Структура нагрузки	1	2	3	4
Промышленность, %	15	70	10	35
Быт и сфера обслуживания, %	50	25	25	25
Сельское хозяйство, %	15	–	55	30
Транспорт и строительство, %	20	5	10	10

Рисунок 11 - Графики ущерба для различных структур

Для примера рассмотрим промышленный сектор:

$У_0 = 0.06849 \ \frac{рубл.}{кВт \cdot ч}$ - *удельный ущерб*

$\omega_{откл} = 0.02 \ \frac{отказ}{год}$ - параметр потока отказов

7) Приведенные капитальные вложения

$E_н \cdot K$, где $E_н$-нормативный коэффициент капиталовложений, 1/год, для данного проекта$E_н = 0.1$; K - капитальные вложения, связанные с числом силовых трансформаторов единичной мощности в сооружаемой ПС в рассматриваемом варианте

25 МВА:

$E_н \cdot K_{25} = 0.1 \cdot 13 \ \ 600 \ \ 000 = 1 \ \ 360 \ \ 000 \ \ p.$

40 МВА:

$E_н \cdot K_{40} = 0.1 \cdot 20 \ \ 000 \ \ 000 = 2 \ \ 000 \ \ 000 \, p.$

8)U_{AO} - издержки, связанные с амортизацией и обслуживанием оборудования

$$U_{AO} = \left(\frac{\alpha + \beta}{100} \right) \cdot K \qquad (17)$$

где α и β- нормы отчислений на амортизацию и обслуживание оборудования

25 МВА:

$U_{AO.25} = \left(\frac{\alpha + \beta}{100} \right) \cdot K = \frac{9.4}{100} \cdot 13 \ \ 600 \ \ 000 = 1 \ \ 278 \ \ 400 \ \ p.$

40 МВА:

$$U_{AO.40} = \left(\frac{\alpha+\beta}{100}\right)\cdot K = \frac{9.4}{100}\cdot 20\ \ 000\ \ 000 = 1\ \ 880\ \ 000\ \ p.$$

9)Затраты:

$$З = E_k \cdot K + U_{AO} + U_{пот} + У \qquad (18)$$

где К - капитальные вложения, связанные с числом силовых трансформаторов единичной мощности в сооружаемой ПС в рассматриваемом варианте

U_{AO} - издержки, связанные с амортизацией и обслуживанием оборудования

$U_{пот}$ - издержки на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах

У - ущерб от недоотпуска электроэнергии:

25 МВА:

$$З = E_н \cdot K_{25} + U_{AO.25} + U_{пот.25} + У_{25} = 1\ \ 360\ \ 000 + 1\ \ 278\ \ 400 + 1\ \ 194\ \ 600\ \ + 0 =$$
$$= 3\ \ 833\ \ 000\ руб.$$

40 МВА:

$$З = E_н \cdot K_{40} + U_{AO.40} + U_{пот.40} + У_{40} = 2\ \ 000\ \ 000 + 1\ \ 880\ \ 000 + 1\ \ 014\ \ 350 + 0 =$$
$$= 4\ \ 894\ \ 350\ \ руб.$$

Таблица 19 - Приведенная стоимость

Параметр	ТРДН-25000/110	ТРДН-40000/110
К, руб.	13 600 000	20 000 000
$E_н \cdot K$,руб.	1 360 000	2 000 000
U_{AO},руб.	1 278 400	1 880 000
Uпот,руб.	1 194 600	1 014 350
У, руб.	0	0
З, руб.	3 833 000	4 894 350
Затраты,о.е.	100	127.7

Технико - экономическое сравнение приведенное в таблице 19 показывает, что не целесообразно устанавливать трансформаторы на большую мощность, а именно ТРДН 40000/110, так как их общие затраты превышают затраты трансформаторов марки ТРДН 25000/110 на 27.7 о.е. (1061350 руб.).

Из проделанной работы можно прийти к заключению, что температурный режим трансформаторов марки ТРДН 25000/110 и ТРДН 40000/110 не выходит за пределы граничных температур$\left(\theta_{нит.т.} \le 160\ ℃;\ \theta_{м.т.} \le 115\ ℃\right)$. Из Рис.4 для трансформатора марки ТРДН-25000/110 в режиме аварийных перегрузок в летний период времени можно выде-

лить самые высокие показатели: температура масла в верхних слоях 92.4 ˚С и температура наиболее нагретой точки обмотки 141 ˚С. Из Рис.8 для трансформатора марки ТРДН-40000/110 в режиме аварийных перегрузок в летний период времени можно выделить самые высокие показатели: температура масла в верхних слоях 55˚С и температура наиболее нагретой точки обмотки 78˚С. Следовательно оба трансформатора удовлетворяют тепловым условиям без каких-либо ограничений.

Таким образом, в качестве силовых трансформаторов подстанции по заданному графику нагрузки, составу потребителей и географическому положению следует выбрать два трансформаторы марки ТРДН-25000/110.

2. Выбор главной электрической схемы подстанции

Основное назначение энергообъекта - обеспечение связности различных его присоединений и обеспечение работы в различных режимах

Главная схема [3] (ГС) электрических соединений энергообъекта – совокупность основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающая порядок их соединения между собой.

Факторы, влияющие на выбор схемы РУВН ПС

- Класс напряжения
- Тип подстанции (Т-О-П-У)
- Единичная мощность силового трансформатора
- Чувствительность защит головных участков ЛЭП (для Т и О)
- Системная автоматика

Схемы РУ подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- Обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и транзитными перетоками мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
- Учитывать перспективу развития ПС;
- Учитывать требования противоаварийной автоматики;
- Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- Обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

2.1 Выбор схемы РУ ВН 110 КВ

По типу проектируемая ПС 110/10 кВ №2 является тупиковой и предназначена только для приема и передачи электроэнергии (без ее распределения), поэтому РУ ВН необходимо выполнить по схеме 110-12 «одной рабочей, секционированной выключателем и обходной системой шин». Данная схема наиболее предпочтительна в качестве типовой для распределительных устройств 110 кВ.

Данная схема (Рис.12) применяется, и рекомендуется на напряжение 110…220 кВ при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток; в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.

Недостатками у данной схемы следующие:

— профилактический ремонт секции сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции шин;

— повреждения в зоне секции сборных шин приводят к отключению всех линий соответствующей секции шин;

— ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений;

— повреждение шиносоединительного выключателя равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;

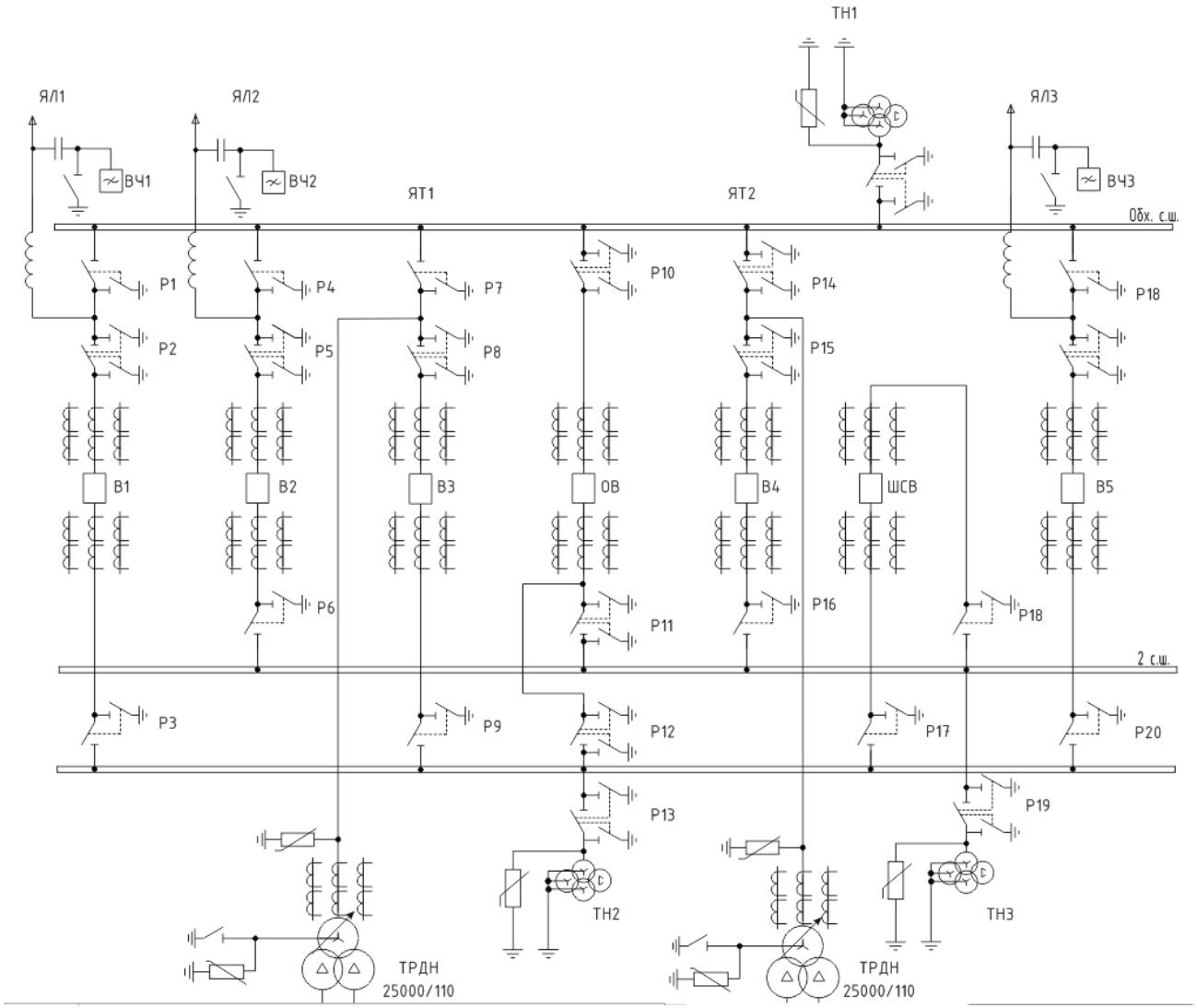


Рисунок 12 – Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин.

2.2 Выбор схемы РУ НН 10 КВ

При выборе схем 10 кВ (Рис.13) следует пытаться применить наиболее простую схему. При этом необходимо учитывать, что по условиям надежности допускается подключать не более шести отходящих линий на секцию. Для ограничения токов коротких замыканий могут быть применены следующие мероприятия:

-отключение секционного выключателя;

-использование расщепления обмоток НН трансформаторов или применение реакторов.

На низкой стороне (10кВ) необходимо определить количество отходящих линий:

$$n_ф = \frac{S_{ном}}{2} = \frac{41}{2} = 20. \approx 20 \ \ фидеров \qquad (19)$$

Для проектируемой ПС выбраны два трансформатора ТРДН-25000/110, которые имеют расщепленную обмотку НН. Поэтому для РУ 10 кВ проектируемой подстанции с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой НН следует использовать схему с двумя секционированными выключателями системами шин (Рис.12). Таким образом, РУ НН 10 кВ проектируемой подстанции состоит из четырех СШ, причем на каждой из них по пять линий. Секционный выключатель является нормально отключенным, снабжен устройством АВР и включается при обесточивании одной из секций шин.

Схема с двумя системами шин обладает большой гибкостью и универсальностью и позволяет ремонтировать сборные шины без перерыва питания потребителей, однако имеет высокую стоимость и сложности в эксплуатации. Для обеспечения питания потребителей первой и второй категории при ремонте секции сборных шин дублирующие линии питаются с разных секций.

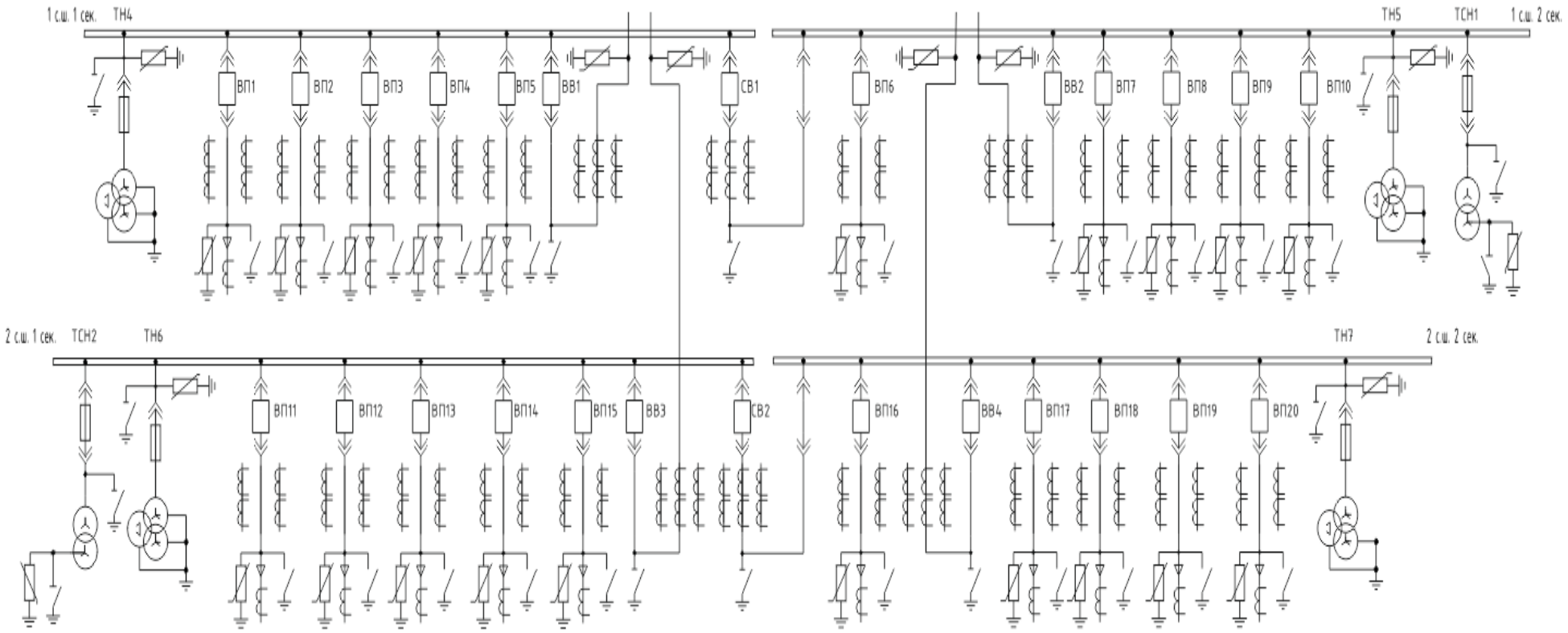


Рисунок 13 - Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин

2.3 Анализ надежности выбранной схемы РУ ВН подстанции

Анализ надежности схем электрических соединений осуществляется путем оценки последствий различных аварийных ситуаций, которые могут возникать на присоединениях и элементах схемы (любое присоединение и любой элемент схемы может служить источником отказа и любой из них необходимо периодически ремонтировать). Поэтому следует рассмотреть последствия базовых аварийных ситуаций типа отказ (чаще всего КЗ), ремонт, ремонт + отказ и отказ + отказ (чем сложнее аварийная ситуация, тем меньше вероятность ее возникновения):

отказ – отказ какого-либо присоединения или элемента схемы, возникающий при нормально работающей схеме;

ремонт – ремонт какого-либо присоединения или элемента схемы;

ремонт + отказ – отказ какого-либо присоединения или элемента схемы, возникающий в период проведения ремонтов элементов схемы;

отказ + отказ – отказ какого-либо присоединения или элемента схемы, возникающий в период отказа другого присоединения или элемента схемы.

Схема одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин применяется для РУ высшего напряжения распределительных подстанций 110 – 220 кВ. Обходная система шин используется при выводе в ремонт одного из выключателей присоединений без отключения линий к потребителям. Для этого включается обходной выключатель (ОВ), который заменяет ремонтируемый выключатель. В случае ремонта одной из секций рабочей системы шин неизбежно отключение подключенных к ней присоединений.

Для обеспечения возможности поочередного ремонта выключателей, не нарушая работы соответствующих цепей, предусматривают обходные выключатели и обходную систему шин с разъединителями в каждом присоединении. При нормальной работе установки обходные разъединители и обходные выключатели отключены.

Рассмотрим поведение главной схемы электрических соединений (Рис.14) проектируемой ПС 110/10 кВ при различных аварийных ситуациях

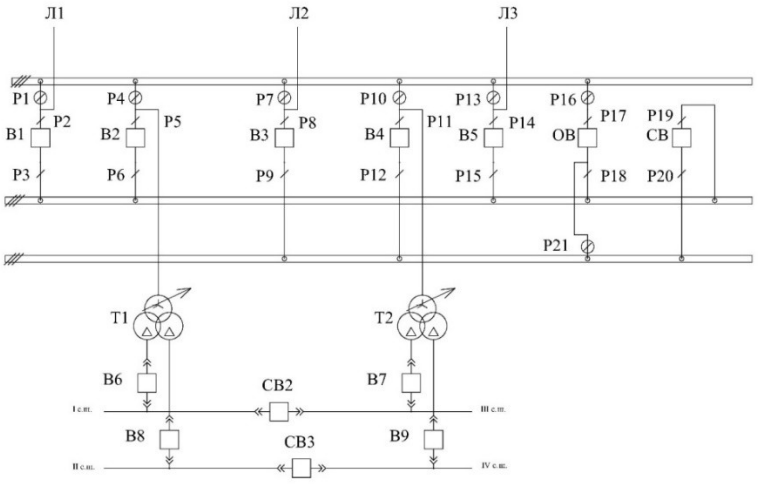


Рисунок 14 - Упрощенная для анализа схема рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин.

2.4 Аварийная ситуация типа отказ

Отказ линии электропередачи (предположим, КЗ на В1). Отключение КЗ на присоединении В1 осуществляется выключателем данного присоединения В1. Все остальные присоединения остаются в работе.

Отказ трансформатора (предположим, Т1). Отключение трансформатора в случае его повреждения производится одним выключателем высшего напряжения В2 и соответствующими выключателями низшего напряжения В6, В8. На время оперативных переключений теряют питание все присоединения, связанные с I и II секциями шин, к которым подключено присоединение Т1. Питание этих потребителей может быть восстановлено после включения секционных выключателей на стороне 10 кВ СВ1 и СВ2. Для этого выключатели снабжаются устройствами автоматического включения резервного питания (АВР), замыкающим выключатели в случае отключения трансформатора, чтобы не нарушать электроснабжения потребителей.

Отказ выключателя линии (предположим, КЗ на В1). Для отключения КЗ на выключателе В1 должны отключиться выключатели В2, В5, СВ. При этом на время оперативных переключений теряет питание трансформатор 1Т (соответственно, и все присоединения, связанные с I и II секциями шин, к которым подключено присоединение 1Т) и линия Л3. После отключения КЗ, отказавший выключатель Q1 выводится в ремонт отключением разъединителей Р2 и Р3. После этого включаются разъединители Р16 и Р1 и выключатель ОВ, восстанавливая питание присоединений, подключенных к I и II секциям шин. Транзит мощности через ПС прерывается на время вывода в ремонта выключателя В1.

Отказ выключателя (предположим, КЗ) СВ. Для отключения КЗ на выключателе СВ должны отключиться все выключатели в данной схеме. При этом на время оперативных переключений теряют питание все присоединения. После отключения КЗ, отказавший выключатель СВ выводится в ремонт отключением разъединителей Р20 и Р19. После этого включаются разъединитель Р21, ОВ и выключатели всех присоединений.

2.5 Аварийная ситуация типа ремонт

Вывод в ремонт линии (например, В1). Необходимо выполнить следующие операции: отключают выключатели с обеих сторон линии (выключатель В1, а также выключатель линии на головной ПС); создают видимый разрыв цепи протекания тока путем отключения разъединителя Р2 и производят подготовку к ремонту В1 (заземление, плакаты и т.д.).

Вывод в ремонт трансформатора (например, Т1). Включают секционные выключатели на стороне 10 кВ (СВ2 и СВ3), которые держат нормально отключенными, что приводит к появлению второго пути связи В1 с теми присоединениями, которые в нормальном режиме получают электроэнергию от Т1. Отключают выключатели В2,В6 и В8. Отключают разъединитель Р5 и производят подготовку к ремонту трансформатора Т1 (заземление, плакаты и т.д.).

Вывод в ремонт выключателя (например, В1). Обходная система шин позволяет выполнить ревизию любого выключателя со стороны линии или трансформатора при сохранении в работе линий и трансформаторов. Для этого необходимо выполнить следующие операции: включают разъединитель Р16, который является нормально разомкнутым; «подают» на обходную систему шин word напряжения путем включения выключателя ОВ – убеждаются что обходная система шин в рабочем состоянии – отключают ОВ; включают разъединитель Р1 и ОВ, что приводит к появлению второго пути связи Л1; отключают выключатель В1 и разъединители Р2 и Р3; производят подготовку к ремонту В1 (заземление, плакаты и т.д.).

2.6 Аварийные ситуации типа ремонт + отказ и отказ + отказ

Поскольку вероятность возникновения аварийных ситуаций типа ремонт + отказ и отказ + отказ меньше, чем аварийных ситуаций типа отказ и ремонт, целесообразно рассмотреть только наиболее тяжелые, приводящие полному обесточиванию подстанции. Возможны следующие варианты:

Ремонт трансформатора Т1+отказ выключателя В4. Для отключения К3 на выключателе В4 должны отключиться все выключатели на стороне ВН и выключатели на стороне НН В7 и В9. После отключения К3 отказавший выключатель В4 выводится в ремонт отключением разъединителей Р11, Р18 и Р12, включением разъединителей Р16, Р10 и выключателя ОВ. При этом на время оперативных переключений теряют питание все присоединения подстанции.

Ремонт трансформатора Т1+отказ трансформатора Т2. Отключение поврежденного трансформатора производиться отключением выключателя В4, на стороне ВН, и выключателями В7 и В9 на стороне НН. На время ремонта теряют питание все потребители подстанции.

Таким образом, можно сделать вывод о том, присутствует вероятность потери всех присоединений вследствие различных аварийных ситуаций на кратковременный промежуток времени (на время оперативных переключений) или на более длительный (в случае ремонта оборудования). Согласно ПУЭ электроприемники I категории должны быть обеспечены электроэнергией от двух независимых источников и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического восстановления питания. Устройство АВР предусматривают непосредственно на вводе к электроприемнику I категории. В качестве второго независимого источника питания могут использоваться автономные источники (аккумуляторные батареи, дизельные электростанции и др.), резервирующие связи по сети напряжением 0,38 кВ от ТП, питающихся от других независимых источников (например, от шин смежной подстанции).

3. Расчет токов в нормальном режиме

На стороне 110 кВ:

$$I_{нр} = \frac{S_{нагр}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном_{вн}}} \quad (20)$$

$$I_{нр} = \frac{41 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 107.6 \ \ A$$

$$I_{макс} = 2 \cdot I_{нр} \quad (21)$$

$$I_{макс} = 2 \cdot 107.6 = 215.2 \ \ A$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{нр} = \frac{S_{нагр}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном_{нн}}} \quad (22)$$

$$I_{нр} = \frac{41 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1183.6 \ \ A$$

$$I_{макс} = 2 \cdot I_{нр} \quad (23)$$

$$I_{макс} = 2 \cdot 1183.6 = 2367.1 \ \ A$$

$$I_{фидера} = \frac{S_{нагр}}{n_ф \sqrt{3} \cdot U_{ном_{нн}}} \quad (24)$$

$$I_{фидера} = \frac{41 \cdot 10^6}{20\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 118.4 \ \ A$$

$n_ф \approx 20$

где $n_ф$ *- число фидеров*

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания [7] (КЗ) представляет собой один из самых важных этапов проектирования понижающей ПС. По данным расчетов токов КЗ производится выбор оборудования, токоведущих частей электроустановок и расчет уставок релейной защиты и автоматики. При расчете определяют периодическую составляющую тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей произво-

дят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Кроме этого, решение большинства практических задач допускает в расчете ряд упрощений, основными из которых являются следующие:

— линейность всех элементов схемы (Рис.15,16) (неучет насыщения магнитных систем);

— нагрузка узлов сети рассматривается как удаленная и поэтому не учитывается;

— пренебрежение активными сопротивлениями элементов схемы;

— пренебрежение распределенной емкостью электрических линий;

— пренебрежение током намагничивания трансформаторов.

Указанные допущения, естественно, приводят к погрешностям в расчетах, однако погрешности обычно не превышают 2–5 %.

Расчетная точка КЗ в общем случае может располагаться с одной или другой стороны от выбираемого электрооборудования, таким образом, чтобы аппарат или проводник оказались в наиболее тяжелых условиях при различных режимах функционирования схем электрических соединений.

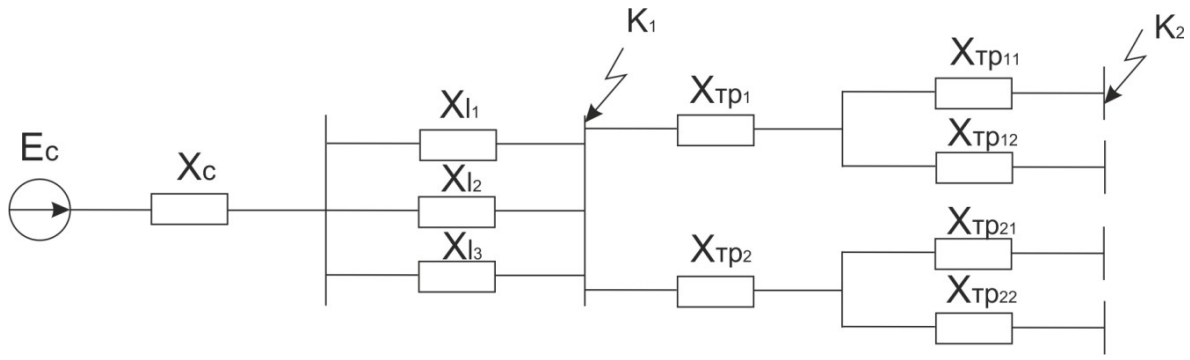


Рисунок 15 - Схема замещения сети для расчёта токов КЗ

Параметры схемы замещения приводим к ступени 110 кВ

Система:

$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66.4 \ \ кВ;$

X_c=4.2 Ом. (по указанию преподавателя)

Блочные трансформаторы ПС: 2×ТРДН-25000/110. Технические характеристики трансформаторов приведены в таблице 20

Таблица 20 - параметры трансформатора марки ТРДН - 25000/110

Тип	S,МВ·А	Uном-ВН ,кВ	Uном НН ,кВ	UкВН,%	Рх, кВт	Рк,кВт	Сх. и группа соед. обмот.	Регулированиенапряжения
ТРДН–25000/110	25	115	6–11	10.5	25	120	Y/Д	РПН±16 · (±9 1,78)

$$X_m = \frac{U_{K\%} \cdot U_б^2}{100 \cdot S_{ном}} \qquad (25)$$

$$X_m = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55.55 \ \ Ом$$

Сопротивления линий:

Все сопротивления элементов внешней сети приводятся к ступени высшего напряжения:

$X_{уд}$=0.4 Ом/км

$$X_l = X\ уд \cdot l \qquad (26)$$

$$X_{l1} = 0.4 \cdot 35 = 14 \ \ Ом; \ \ X_{l2} = 0.4 \cdot 25 = 10 \ \ Ом; \ \ X_{l3} = 0.4 \cdot 40 = 16 \ \ Ом$$

$$\frac{1}{X_{l\,экв}} = \frac{1}{X_{l1}} + \frac{1}{X_{l2}} + \frac{1}{X_{l3}} \qquad (27)$$

$$\frac{1}{X_{l\,экв}} = \frac{1}{14} + \frac{1}{10} + \frac{1}{16} = 0.234$$

$$X_{l\,экв} = 4.274 \ \ Ом$$

Расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ

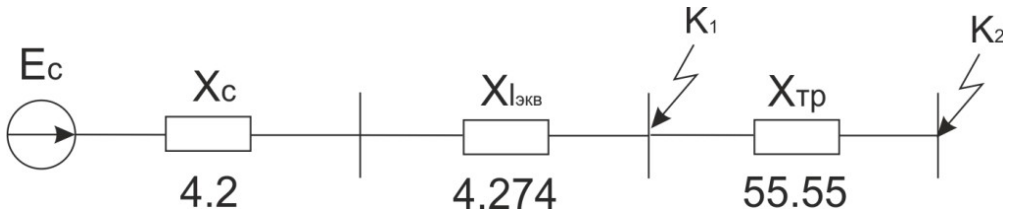


Рисунок16 - Схема замещения сети для расчёта токов КЗ (на первом этапе преобразования)

$$I_{K_1} = \frac{E_c}{X_c + X_{l\,экв}} \qquad (28)$$

$$I_{K_1} = \frac{66.4}{4.2 + 4.274} = 7.836 \;\; кА$$

Для выбора оборудования на стороне 10 кВ проведем расчет тока короткого замыкания в точке К2

Расчет тока к.з. в точке К2 выполняется для различных режимов работы трансформаторов:

а) использование расщепления, параллельная работа секций (Рис.17)

Приведем параметры схемы замещения к стороне 10 кВ:

$$X_{c_{нн}} = X_c \cdot \frac{U_{нн}^2}{U_{вн}^2} \qquad (29)$$

$$X_{c_{нн}} = 4.2 \cdot \frac{10^2}{115^2} = 0.0318 \;\; Ом$$

$$X_{l\,экв_{нн}} = X_{l\,экв} \cdot \frac{U_{нн}^2}{U_{вн}^2} \qquad (30)$$

$$X_{l\,экв_{нн}} = 4.274 \cdot \frac{10^2}{115^2} = 0.0323 \;\; Ом$$

$$X_{тр_{нн}} = X_{тр} \cdot \frac{U_{нн}^2}{U_{вн}^2} \qquad (31)$$

$$X_{тр_{нн}} = 55.55 \cdot \frac{10^2}{115^2} = 0.42$$

$$E_{c_{нн}} = E_c \cdot \frac{U_{нн}^2}{U_{вн}^2} \quad (32)$$

$$E_{c_{нн}} = 66.4 \cdot \frac{10^2}{115^2} = 5.77 \ \ кВ$$

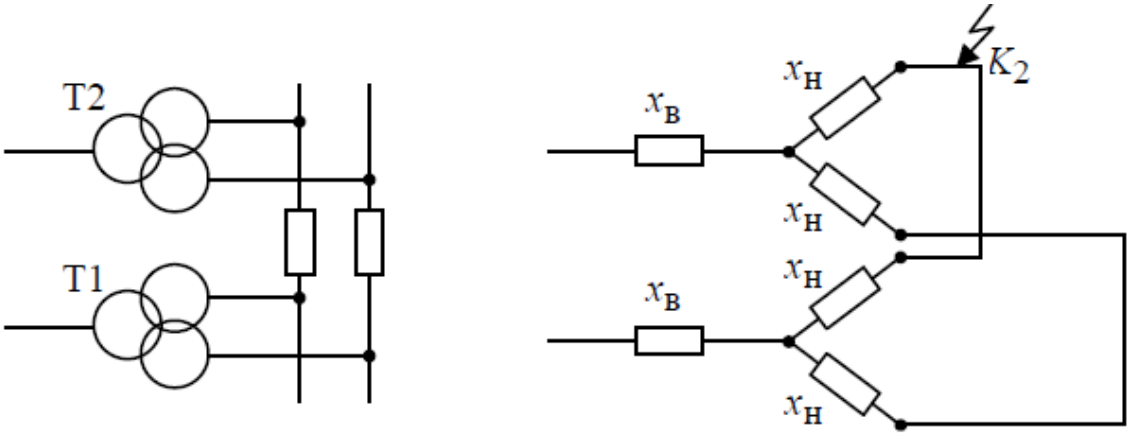


Рисунок 17- Схема замещения сети для расчёта токов КЗ (использование расщепления, параллельная работа секций).

$$X_в = X_{тр_{нн}} \cdot 0.125 \quad (33)$$

$$X_в = 0.42 \cdot 0.125 = 0.0525 \ \ Ом$$

$$X_н = X_{тр_{нн}} \cdot 1.75 \quad (34)$$

$$X_н = 0.42 \cdot 1.75 = 0.735 \ \ Ом$$

$$X_{тр.экв_{нн}} = X_в + \frac{X_н}{2} \quad (35)$$

$$X_{тр.экв_{нн}} = 0.0525 + \frac{0.735}{2} = 0.42 \ \ Ом$$

$$I_{K_2} = \frac{E_{c_{нн}}}{X_{c_{нн}} + X_{l\,экв_{нн}} + X_{тр.экв_{нн}}} \quad (36)$$

$$I_{K_2} = \frac{5.77}{0.0318 + 0.0323 + 0.42} = 11.92 \ \ кА$$

б) использование расщепления, раздельная работа секций

$$X_{тр.экв_{нн}}^{\ pp} = X_в + X_н \quad (37)$$

$$X_{тр.экв_{нн}}^{\ pp} = 0.0525 + 0.735 = 0.7875 \ \ Ом$$

$$I_{K_2} = \frac{E_{c_{нн}}}{X_{c_{нн}} + X_{l\,экв_{нн}} + X_{тр.экв_{нн}}}^{pp} \qquad (38)$$

$$I_{K_2} = \frac{5.77}{0.0318 + 0.0323 + 0.7875} = 6.78 \ \ кА$$

Вывод: принимается вариант с использованием расщепления, параллельная работа секций. Так как целесообразно выбирать оборудование на самый большой ток короткого замыкания из всех возможных вариантов.

4. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей

Трансформаторы и линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждений и ненормальных режимов. Для этих целей существуют многочисленные электрические аппараты первичных цепей, а также аппараты управления и контроля, относящиеся к вторичным цепям.[4]

Основное электрическое оборудование подстанции и аппараты в этих целях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

4.1 Выбор выключателей на стороне 110 кв

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

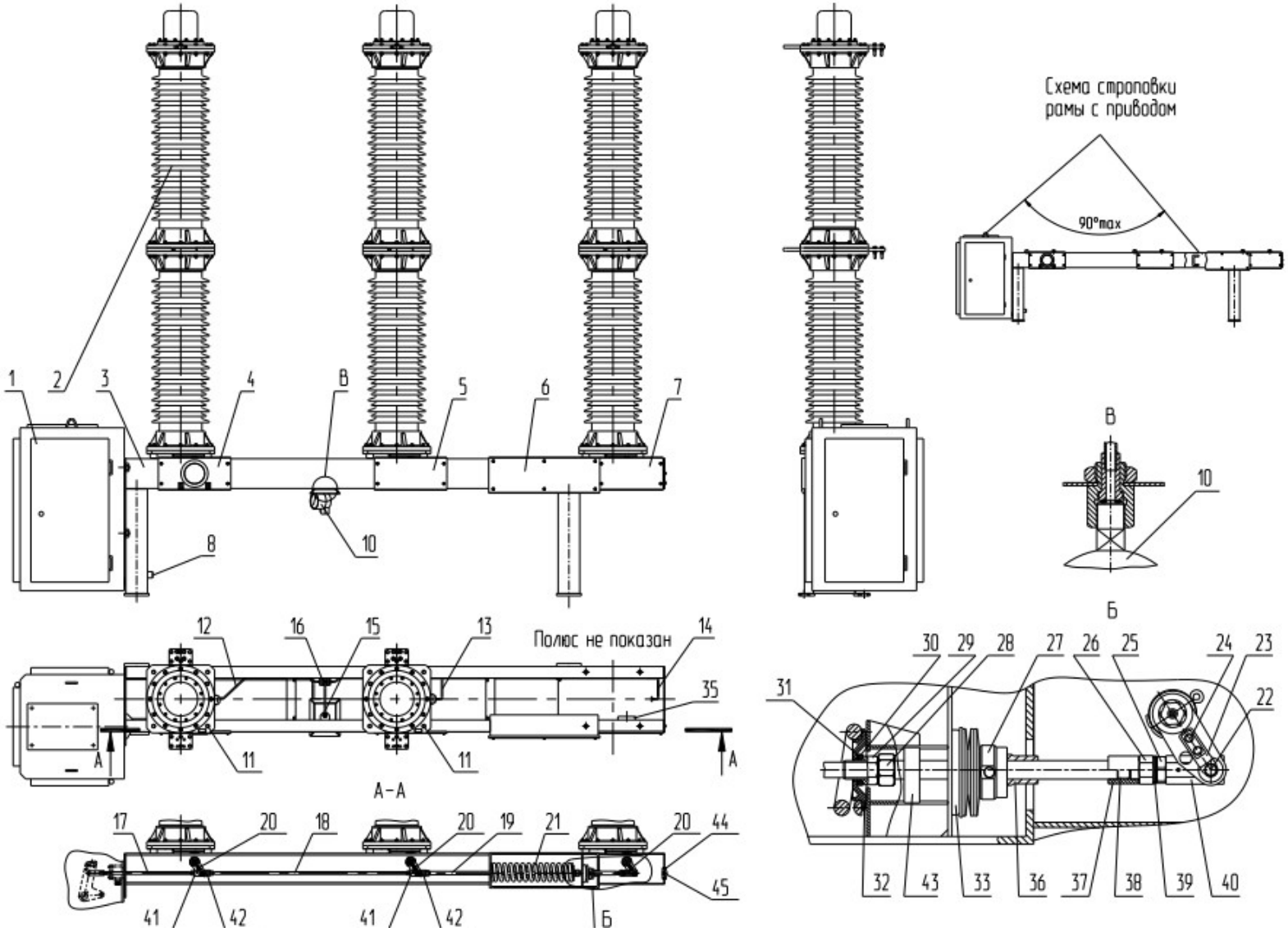
Выключатели предварительно выбираются по условиям работы [9]: внутренняя или наружная установка, морозостойкость или тропическое исполнение, частота коммутаций, требуемые циклы АПВ (однократные, многократные, быстродействующие), степень быстродействия.

Выбор выключателя 110 кВ производится по следующим параметрам:

1. По напряжению установки
2. По длительному току
3. По отключающей способности
4. По отключению периодической и апериодической составляющей
5. По включающей способности:
6. По ударному току проводится проверка на электродинамическую стойкость
7. По тепловому импульсу проводится проверка на термическую стойкость:

Намечаем для установки выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/2500У1. (Рис. 18)

Выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/2500У1



В начале процесса отключения, автокомпрессионное дугогасительное устройство начинает работать таким же образом, как и компрессионное. Различие же в принципе их действия при отключении больших и малых токов проявляется только после появления дуги.

Когда дугогасящие контакты разъединяются, зажигается дуга между подвижным и неподвижным дугогасящими контактами. Во время горения дуги, она в некоторой степени блокирует поток элегаза через сопло. Горящая дуга характеризуется очень высокой температурой и мощным излучением тепла и начинает нагревать элегаз в ограниченном газовом объеме. Таким образом, давление внутри как автокомпрессионного, так и компрессионного объема возрастает как из-за повышения температуры от дуги, так и вследствие сжатия газа в общем пространстве между компрессионным цилиндром и неподвижным поршнем.

Давление газа в автокомпрессионном объеме продолжает повышаться до тех пор, пока не станет достаточно высоким для того, чтобы закрыть специальный автокомпрессионный клапан. Весь элегаз, необходимый для гашения дуги, теперь ограничен в замкнутом автокомпрессионном объеме, и его давление в этом объеме может дополнительно повышаться только из-за нагрева дугой. Примерно в то же самое время, давление газа в нижнем компрессионном объеме достигает уровня, достаточного для открывания клапана сброса избыточного давления. Поскольку элегаз из компрессионного объема уходит через клапан сброса избыточного давления, это снижает потребность в дополнительной рабочей энергии привода, необходимой, чтобы преодолеть сжатие элегаза при одновременном сохранении скорости расхождения контактов, что необходимо для беспробойного выдерживания восстанавливающегося на контактах напряжения.

Когда ток проходит через нулевое значение, дуга становится сравнительно слабой и в этот момент поток сжатого элегаза вырывается из автокомпрессионного объема через сопло и гасит (сдувает) дугу.

При отключении слабых токов автокомпрессионные дугогасящие устройства работают, по существу, аналогично компрессионным устройствам, т.к.создаваемое давление элегаза недостаточно для закрытия специального автокомпрессионного клапана. В результате верхний фиксированный автокомпрессионный объем и нижний компрессионный объем формируют один общий объем сжатия. В этом случае давление элегаза, необходимое для прерывания дуги, достигается обычным механическим способом от энергии привода, т.е. как в обычном компрессионном устройстве дугогашения. Однако, в отличие от компрессионного устройства, автокомпрессионное устройство нуждается в меньшей энергии привода для механического создания давления элегаза при отключении токов, меньших номинального значения тока КЗ (т.е. порядка 20%–30%)

В разомкнутом положении, между неподвижным и подвижным контактами существует достаточный изоляционный промежуток, способный обеспечить номинальные уровни диэлектрической прочности.

При операции включения открывается клапан наполнения и элегаз поступает как в нижний (компрессионный), так и в верхний (автокомпрессионный) объемы устройства дугогашения. Поскольку для отключения слабых токов достаточно среднего уровня давления элегаза, создаваемого механическим способом, а для прерывания больших токов отключения используется тепловая энергия дуги, создающая дополнительное давление элегаза в ограниченном объеме, то для работы автокомпрессионного дугогасительного устройства требуется меньшая (примерно на 50%) рабочая энергия привода, чем для работы компрессионного устройства гашения дуги.

Все технические характеристики выключателя ВГТ-УЭТМ - 110-40/2500У1 приведены в таблице 21.

Таблица 21 - технические характеристики выключателя ВГТ-УЭТМ - 110-40/2500У1

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк.ном}$, кА	$\beta_н$, %	$I_{дин}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с
ВГТ-УЭТМ-110-40/2500У1	110	2500	40	52	102	40	102	40	40	3

Продолжение таблицы 21

$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	m, кг
0.025	0.04	пружинный с запасенной энергией	3600

Примечания:

1. $U_{ном}$- Номинальное напряжение; $I_{ном}$ - Номинальный ток; $I_{отк.ном}$- Номинальный ток отключения; $\beta_н$ - Процентное содержание апериодической составляющей; $I_{дин}$ - Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $i_{дин}$ - Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $I_{вкл.ном}$ - Номинальный ток включения (наибольший пик); $i_{вкл.ном}$ - Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ - Ток термической стойкости; $t_{тер}$- Время протекания тока; $t_{с.в.}$- Собственное время отключения; $t_{п.в.}$-Полное время отключения; m- Полная масса выключателя.

Расчетные токи короткого замыкания:

$I_{К1.вн} = 7.836 \ \ кА$

$I_{К2.нн} = 11.92 \ \ кА$

По классу напряжения:

$U_{ном}^{сети} \le U_{ном}^{выкл}$

$110 \ \ кВ \ = \ 110 \ \ кВ$

Проверка по максимально допустимому току :

$$I_{раб.утяж.}{}^{110\ кВ} = \frac{S_{зима}^{max} + 0.5 \cdot S_{зима}^{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} \qquad (39)$$

$I_{раб.утяж.}{}^{110\ кВ} = \frac{41 + 20.5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 323 \ \ А$

$I_{раб.110\ кВ}^{max} < I_{ном.110\ кВ}^{выкл}$

$323 \ \ А < 2500 \ \ А$

т.к. проектируемая подстанция – тупиковая. $S_{транз.}{}^{110\ кВ} = 0 \ \ МВА$

Проверка по условию электродинамической стойкости:

$I_{дин} = 40 \ \ кА$

$I_{К1.пт} = 7.836 \ \ кА$

$I_{К1.пт} < I_{дин}$

$7.386 \ < 40 \ \ кА$

$I_{ударное}^{выкл} = 102 \ \ кА$

$$I_{уд}^{расч} = \sqrt{2} \cdot I_{К1.пт} \cdot k_{уд} \quad (40)$$

$I_{уд}^{расч} = \sqrt{2} \cdot 7.836 \cdot 1.608 = 17.8 \ \ кА$
$I_{ударное}^{выкл} > I_{ударное}^{расчетное}$
$102 \ \ кА > 17.8 \ \ кА$

Проверка на отключающую способность:

При проверке выключателей на коммутационную способность расчетное время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов вычисляется следующим образом:

$$I_{ном.ат} = \frac{\beta}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}^{откл} \quad (41)$$

$$I_{ном.ат} = \frac{52}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot 40 = 29.4 \ \ кА$$

$$I_{К1.ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п.сист.} \cdot e^{\frac{-t_{откл}}{T_a}} \quad (42)$$

Где
$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} \quad (43)$

$t_{откл} = 0.01 + 0.025 = 0.035$
$T_a = 0.02$
$t_{рз}$- минимальное время действия релейной защиты;
$t_{св}$- собственное время отключения выключателя
T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

$I_{К1.ат} = \sqrt{2} \cdot 7.836 \cdot e^{\frac{-0.035}{0.02}} = 1.93$кА
$I_{ном.ат} > I_{К1.ат}$
$29.4 \ \ кА > 1.93 \ \ кА$

Проверка на способность включаться на $I_{к.з.}$:

$I_{Кп} \le I_{вкл.ном}$
$7.836 \ \ кА \le 40 \ \ кА$

$I_{уд.кз} \le I_{вкл.ном}$
$17.8 \ \ кА < 40 \ \ кА$

Проверка на термическую стойкость:

При проверке термической стойкости расчетное время действия тока КЗ определяют суммой времени действия основной защиты, установленной на ближайшем мосту КЗ выключателе, и полного времени отключения этого выключателя.

$$B_к^{выкл} = I_{терм}{}^2 \cdot t_{терм} \quad (44)$$

$$B_к^{выкл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \ \ к A^2 c$$

$$B_к^{расч} = I_{K1.пт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) \qquad (45)$$

$$B_к^{расч} = 7.836^2 \cdot \left(0.035 + 0.02\right) = 3.38 \ \ к A^2 c$$

$$B_к^{расч} \le B_к^{выкл}$$

$$3.38 \ \ к A^2 c < 4800 \ \ к A^2 c$$

4.2 Выбор разъединителя 110КВ

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током. При ремонтных работах разъединителем создаётся видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением и аппаратами, выведенными в ремонт.

Выбор разъединителя 110 кВ производится по следующим параметрам:

1. **По напряжению установки**
2. **По длительному току**
3. **По электродинамической стойкости**
4. **Проверка на термическую стойкость**

Предварительно к установке намечаем трехполюсный разъединитель наружной установки типа SGF 123n II-100У1+1Е (с одним заземляющим ножом) и типа SGF 123n II-100У1+2Е (с двумя заземляющими ножами). (Рис. 19)



Рисунок 19 – Разъединитель типа SGF 123n II-100У1+2Е

SGF-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению.

SGF 123nII-100У1+2Е- разъединитель типа SGFна 110 кВ (123 кВ по тех. Документации АВВ)

n- номинальный ток 1600 А

II - степень загрязнения по ГОСТ 9922

100-ток электродинамической стойкости 100 кА

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150 [13]

2Е- два встроенных заземлителя.

Технические характеристики разъединителя SGF 123nII -100У1+2Е указаны в таблице 22.

Таблица 22 - технические характеристики разъединителя SGF 123nII -100У1+2Е

Обозначение типа	SGF123n
Дополнительное обозначение:	
- с 2 встроенными заземлителями	+2Е/**
Номинальное напряжение, кВ	110

Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А n	1600
Ток электродинамической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	100
Ток термической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	40
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты относительно земли и между полюсами, кВ	230
То же, между разомкнутыми контактами разъединителя, кВ	265
Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс относительно земли и между полюсами, кВ	550
То же, между разомкнутыми контактами разъединителя, кВ	630
Разрядное напряжение частоты 50 Гц под дождём, кВ, не менее	80
Напряжение радиопомех при 78 кВ, мкВ, не более	500
Разрывная способность в 3-х цепи при индуктивной или емкостной нагрузке, А	2
Конструкция изолятора: - Мин. разрушающая нагрузка, кН	4-6-8
- полная высота, мм	1220
- минимальная длина пути утечки, мм	2800
Допускаемая механическая нагрузка	
на вывод : - статическая и динамическая, кН	3 - 4.5
- статическая доля, кН	1.2-1.5

Таблица 23 - Итоговое сравнение параметров на соответствие

Условие выбора	Расчетные данные	Параметры аппаратов	
		ВГТ-УЭТМ-110-40/2500У1	SGF 123n II-100У1+2Е
$U_{уст} \le U_{ном}$	110кВ	110кВ	110кВ
: $I_{раб} \le I_{ном}$	323А	2500 А	1600А
$I_{к1} \le I_{дин}$	7.836 кА	102 кА	100 кА
$i_y \le i_{дин}$	17.8 кА	40 кА	-
$I_{ат} \le I_{аном}$	1.93 кА	29.4 кА	-
$I_{к1} \le I_{вкл.ном}$	7.836 кА	40кА	-
$i_{уд} \le i_{вкл.ном}$	17.8 кА	102кА	-
$B_{к.расч} \le I^2_{тер} * t_{тер}$	3.38 кА²·с	4800 кА²·с	4800 кА²·с

Вывод**:** Выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/2500У1 и разъединитель SGF 123nII-100У1+2Е применимы для установки на стороне 110 кВ

4.3 Выбор ограничителей перенапряжения 110 КВ

ОПН предназначены для защиты электротехнического оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока с частотой 50 – 60 Гц с заземленной нейтралью класса напряжения от 110 кВ до 750 кВ включительно при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

При необходимости эксплуатации ОПН на высотах более 1000 м должны быть заказаны специальные ОПН, у которых длина корпуса увеличена на 12% для каждой последующей тысячи метров.

ОПН соответствуют исполнению УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 [11] и рассчитаны для работы вне и внутри помещений при температуре окружающего воздуха от минус 60˚С до плюс 45˚С.

Если температура окружающей среды превышает плюс 45˚С, номинальное напряжение ОПН должно быть увеличено на 2% для каждых пяти градусов превышения температуры.

ОПН в зависимости от класса напряжения и длины пути утечки могут состоять из одного или нескольких (до четырех) модулей, включаемых последовательно.

Выбираем ОПН Exlim Q-108 AM123 [10] (Рис.20), его технические характеристики указаны в таблице 24.

Таблица 24 - Технические характеристики ОПН Exlim Q-108 AM123

Тип	Uном, кВ	Uнр ОПН, кВ	Qп, кДж	Iном, кА	Iвб кА	Uост, кВ (при I = 500А)	Uост, кВ (при I = 1000кА)	Uост, кВ (при I = 5/10кА)	Iком,вол, кА	Доля, пути тока утечки, см/кВ
Exlim Q-108 AV123	110	84	486	10	65	211	216	246	0.9	2

Примечания:

1 $U_{ном}$ - Класс напряжения; $U_{нр}$- Максимальное рабочее напряжение; $Q_{п}$- полная энергоёмкость; $I_{ном}$ - Номинальный разрядный ток; $I_{вб}$- ток срабатывания взрывопредохранительного устройства; $U_{ост}$(I = 500А) - Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 500 А; $U_{ост}$(I = 1000А) - Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 1000 А; $U_{ост}$(I = 5кА) - Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 5 кА; $U_{ост}$(I = 10кА) - Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 10кА; $I_{ком,вол}$ - ток коммутационной волны.

Расшифровка записи условного обозначения:
- Exlim – серия ОПН;
- Q – класс ОПН по поглощаемой энергии (выпускаются классы R, Q, P и T);
- 108 – номинальное напряжение ОПН в кВ;
- A – конструктивный вариант;
- V – вариант исполнения покрышки по длине пути утечки (существуют варианты M, H и V); -
- 123 – обозначение класса напряжения ОПН.

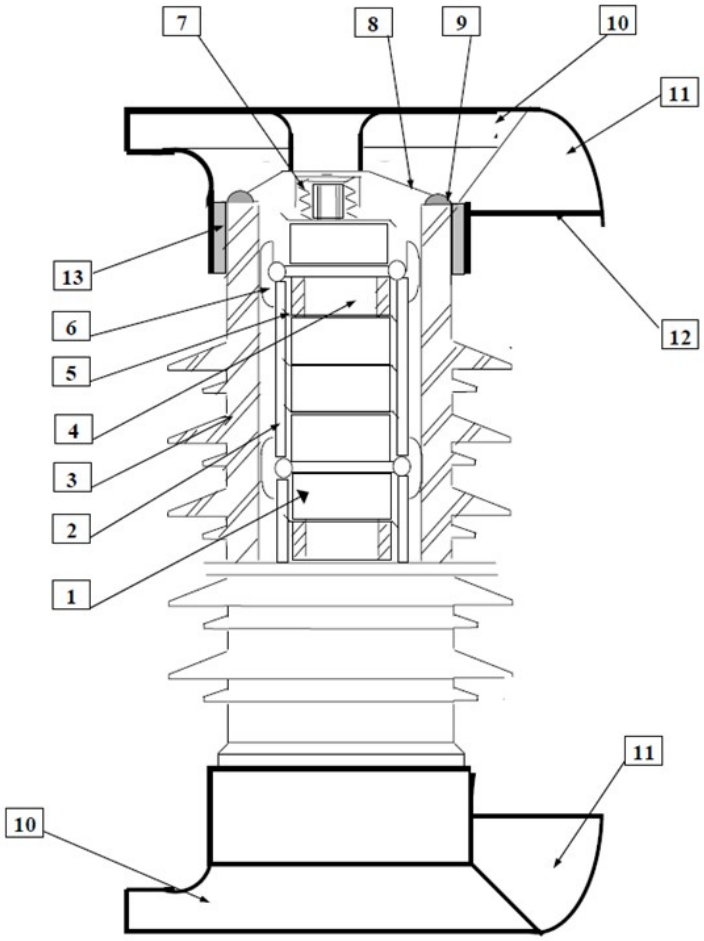


Рисунок 20 - Чертеж модуля ОПН

1 - колонка варисторов ı 2 - секция.ı 3 - покрышка.ı 4 - вставки. ı5 - прокладки.ı6-распорки.ı 7 —пружина. ı8-мембраны. ı9 - уплотнения. ı10-фланцы. ı11-сопла. 12 - пластины индикаторные. ı13 - портландцемент.

Конструктивно модули состоят из одной колонки варисторов (нелинейных резисторов) 1. Варисторы объединены в несколько секций 2, включенных последовательно. Колонка помещена в фарфоровую покрышку 3. Для получения нужной высоты колонки между варисторами или секциями установлены алюминиевые вставки 4. Смещение варисторов относительно друг друга предотвращается фигурными прокладками из алюминиевого сплава 5. В местах соединения секций установлены распорки 6, предотвращающие поперечные 3 перемещения колонки. Сжатие колонки в продольном направлении осуществляется с помощью пружины 7, которая расположена эксцентрично по отношению к продольной оси колонки.

Внутренняя полость модуля с торцов закрыта стальными мембранами 8, которые прижаты к торцам покрышки при помощи фланцев 10, выполненных из алюминиевого сплава. Для обеспечения герметичности ОПН между мембранами и поверхностью торцев покрышки установлены резиновые прокладки 9. Фланцы крепятся при помощи цементной заделки 13, наружная поверхность которой защищается от воздействия влаги специальным покрытием.

Для сброса давления при внутреннем дуговом перекрытии модули снабжены двумя соплами 11, внутри которых находятся индикаторные пластмассовые пластины 12 красного цвета, выбрасываемые потоками газа наружу и таким образом сигнализирующие о происшедшей перегрузке ОПН.

Таблица 25 -Относительные значения временных перенапряжений промышленной частоты, которые должны выдерживать ОПН

Тип ОПН	Значения временных перенапряжений (K), о.е. при их продолжительности				
	0,1 с	1,0 с	3,5 с	20,0 с	20,0 мин
Exlim Q	1,25/1,22	1,20/1,16	1,16/1,13	1,12/1,08	1,01/0,96

Примечания:

1. Относительное значение перенапряжения рассчитано по формуле
2.

$$K = Un/Ur \qquad (46)$$

Un- величина перенапряжения промышленной частоты (действующее значение),

Ur- номинальное напряжение ОПН (действующее значение).

3. В числителе указаны значения, допустимые для ОПН в исходном состоянии при температуре окружающего воздуха плюс 45^0C, в знаменателе - при предварительном нагружении удельной поглощаемой энергией при температуре окружающего воздуха плюс 45^0C.

Согласно “Методических указаний по применению ограничителей в электрических сетях 110 кВ” выбор ОПН в сетях 110 кВ производится по условиям :

1. По длительно допустимому рабочему напряжению

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети, нормируемого ГОСТ 721[12]

Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) не менее, чем на 2-5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН ($U_{нс}$)

$$U_{нр} \geq \frac{1.05 \cdot U_{нс}}{\sqrt{3}} \qquad (47)$$

где $U_{нр}$ – длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;
$U_{нс}/\sqrt{3}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, кВ.

Согласно ГОСТ Р 55195-2012 [13], наибольшее рабочее линейное напряжение сети 110 кВ не должно превышать 126 кВ.

При этом длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее

$$U_{нр} \geq \frac{1.05 \cdot 126}{\sqrt{3}}$$

$$U_{нр} \geq 76.4 \ \ кВ$$

Данному условию удовлетворяет Exlim Q-108 AV123 производства ABB, с Uнр=84 кВ

2. По условию обеспечения взрывобезопасности

Для ограничителя нормируется величина тока срабатывания противовзрывного устройства, при которой не происходит взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении.

При выборе ОПН с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение больше значения тока (однофазного или трехфазного) к.з., определенного для данного РУ.

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.2) \cdot I_{кз} \qquad (48)$$

где $I_{вб}$ – ток взрывобезопасности ОПН,

$I_{вб} = 65 \ \ кА$

$I_{кз}$ – наибольший из токов КЗ (трехфазный),

$I_{кз} = 7.836 \ \ кА$.

Для ОПН с $I_{вб} \geq 40 \ \ кА$, введение коэффициента не требуется

65 кА>7.836 кА – условие выполняется.

3. По номинальному разрядному току

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН.

2500 А — низковольтные ОПН на классы напряжения 0,38 и 0,66 кВ.

5000 А — ограничители для защиты распределительных сетей 3, 6 и 10 кВ от грозовых перенапряжений.

10000 А — ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ.

20000 А — ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 220 до 500 кВ.

Выбор номинального разрядного тока производят в случае установки ОПН для защиты от грозовых перенапряжений.

Номинальный разрядный ток принимают равным 10 кА в следующих случаях:

в районах с интенсивной грозовой деятельностью более 50 грозовых часов в год;

в сетях с ВЛ на деревянных опорах;

в схемах грозозащиты двигателей и генераторов, присоединенных к ВЛ;

в районах с высокой степенью промышленного загрязнения;

в схемах грозозащиты, к которым предъявляются повышенные требования к надежности.

Номинальному разрядному току 10 кА соответствует 1, 2 и 3 классы по пропускной способности, номинальному разрядному току 20 кА — 4 и 5 классы по пропускной способности.

Для выбранного ОПН $I_{ном} = 10\ \ кА$

$I_{ном} \geq 5\ \ кА, 10\ \ кА \geq 5\ \ кА$

4. По условиям работы в квазистационарном режиме

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики После окончания переходного процесса при коммутации элементов электрической сети могут возникать временные установившиеся повышения напряжения (квазиустановившиеся перенапряжения) с амплитудой Uy, существующие в течении времени ty до тех пор, пока они не будут устранены специальными мерами или не произойдет их самоликвидация.

Способность ОПН выдерживать эти воздействия определяется следующим условием :

$$t_в \geq t_y$$

где$t_в$- время, в течении которого ОПН выдерживает воздействие амплитудного напряжения квазиустановившегося перенапряжения (U_y), возникшего после окончания переходного процесса, с;

t_y- время, в течении которого длится квазиустановившееся перенапряжение, с.

При этом наибольшая величина установившегося напряжения для сети 110 кВ должнабыть не менее:

$$U_y \geq 1.4 \cdot U_ф \qquad (49)$$

$$U_y \geq 1.4 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}}$$

$$U_y \geq 102\ \ кВ$$

ОПН должен выдерживать данное напряжение в течение времени, превышающем наибольшее время действия защит, для сети 110 кВ это время (t_y) равно 5,5 с.

Определяется это по вольт-временным характеристикам ОПН, предоставляемым производителем.

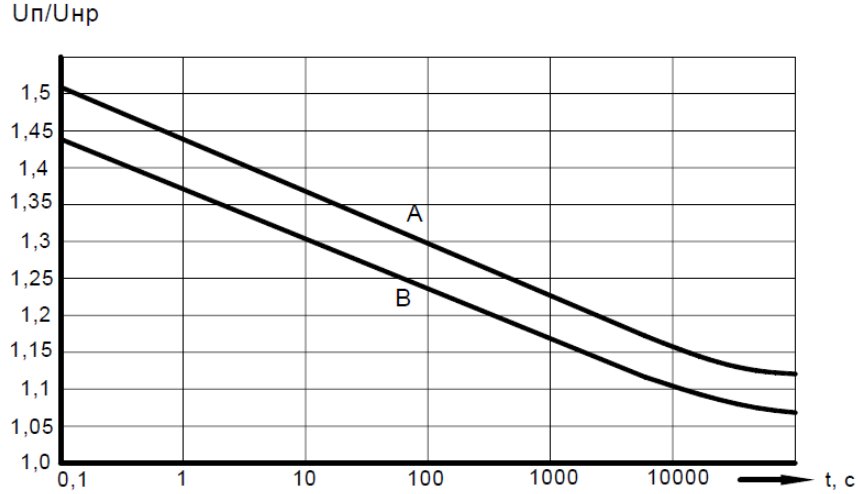


Рисунок 21 - Зависимость относительных величин временных перенапряжений промышленной частоты, которые должны выдерживать ОПН EXLIMQ (ABB), от их длительности.

По данным приведенных в таблице, изображенной на рисунке 21:

A. ОПН в исходном состоянии при температуре окружающего воздуха t=+45 ˚C

B. при предварительном нагружении удельной поглощаемой энергией 4.5 кДж/кВ при t=+45 ˚C

По указанию преподавателя зададимся вольт-временной характеристикой при предварительном нагружении удельной поглощаемой энергией 4.5 кДж/кВ при

$t = +45\ C$,тогда для $U_y / U_{нр} = 102/84 = 1.21$ - $t_в$=500 с, $t_в \geq t_y$

500 c 5.5 c

5. По уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе

В настоящее время испытательные напряжения, а значит и уровни изоляции электрооборудования, скоординированы с остающимся напряжением вентильных разрядников (РВ). Отсюда следует, что остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения РВ при тех же токах координации.

$$U_{ост.гр.} < U_{ост.рв.}$$

где $U_{ост.гр.}$- остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, $U_{ост.гр.} = 246\ кВ$;

$U_{ост.рв.}$, - остающееся напряжение на разряднике при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, Uост.рв=295 кВ, согласно ГОСТ 16357-83 [14].

246 кВ< 295 кВ

6. По уровню ограничения коммутационных перенапряжений

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования

$$U_{ост} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} \qquad (50)$$

где $U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 500 А, формой 30/60 мкс, $U_{ост} = 211\ кВ$;

$U_{ки}$ - испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ.

$$U_{ки} = K_и \cdot K_к \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \qquad (51)$$

$U_{исп50}$ - испытательное напряжение частоты 50 Гц для внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{исп50}$=200кВ, согласно ГОСТ Р 55195-2012 [13].

Ки - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, $K_и = 1.35$;

Кк - коэффициент акумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_к = 0.9$.

$U_{ки} = 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 342.6\ кВ$

$$211\ кВ < \frac{342.6}{1.2}\ кВ$$

$$211\ кВ < 285.5\ кВ$$

7. По длине утечки внешней изоляции ОПН

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее, указанной в ГОСТ 9920-89 [15]. Для номинального напряжения сети 110 кВ и степени загрязнения II длина пути утечки составляет 250 см. По каталогу "ABB"Exlim Q-108 AV123удельная длина пути утечки 3.1 см/кВ. Следовательно Полная длина пути утечки $3.1 \cdot U_{нр}=3.1 \cdot 84=260.4$ см. Условие выполняется.

8.По энергоемкости

В сетях 110 кВ и выше проверку ОПН по энергоемкости не производят за исключением следующих случаев:

- установка ОПН на тупиковых подстанциях 110 кВ с частично разземленной нейтралью трансформаторов;
- на подстанциях без выключателей на стороне высокого напряжения (блоки трансформатор-линия);
- при установке на шинах подстанции батарей конденсаторов или кабельных присоединений.

Проверку энергоемкости не производим, т.к. установка ОПН 110 кВ на ПС не попадает под выше перечисленные условия, т.о. выбираем Exlim Q-108 AM123, сполной энергоемкостью 486 кДж.

4.4 Выбор токопроводов и сборных шин на 110 КВ

В РУ ПС содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводов. При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий их работы.

Токоведущие части должны

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому воздействию тока короткого замыкания;
- выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололед);
- удовлетворять требованиям экономичности.

В РУ 110 кВ будем использовать сочетание жестких сборных шин с гибкими внутриячейковыми токопроводами для уменьшения площади ОРУ, металлоемкости конструкции, расхода железобетона и трудозатрат.

4.5 Выбор токоведущих частей и сборных шин на 110 КВ

В РУ 110 кВ будем использовать сочетание жестких сборных шин с гибкими внутриячейковыми токопроводами для уменьшения площади ОРУ, металлоемкости конструкции, расхода железобетона и трудозатрат.[2]

1. По экономической плотности тока.(Таб.26)
2.

$$q_э = \frac{I_{нр}}{j_{эк}} \qquad (52)$$

где$I_{нр}$- рабочий ток, А;
$j_{эк}$- нормированная экономическая плотность тока, А/мм^2;

$$I_{раб} = \frac{S_{зим}}{2\sqrt{3}U_{ном}} \qquad (53)$$

$$I_{раб} = \frac{41}{2\sqrt{3}110} = 107.5 \ \ кА$$

Экономичное сечение:

$$q_э = \frac{I_{нр}}{j_{эк}} = \frac{107.5}{1.1} = 97.7 \ \ мм^2$$

Таблица 26 - Экономические интервалы токов для сталеалюминевых проводов ВЛ 35-750 кВ для ОЭС Урала, Казахстана и средней Азии (при полной номенклатуре сечений)

Напряжение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм^2					
				70	95	120	150	185	240
110	Одноцепные	Железобетон	I-II	55	-	150	200	235	400

Таблица 27 - Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС при температуре воздуха +25˚С

Номинальное сечение, мм^2	Ток, А Вне помещений	Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ 110
120/19	390	71.1

В результате выбираем сечение марки АС – 120/19 с $I_{доп} = 390 \ \ A$. (Рис 22)

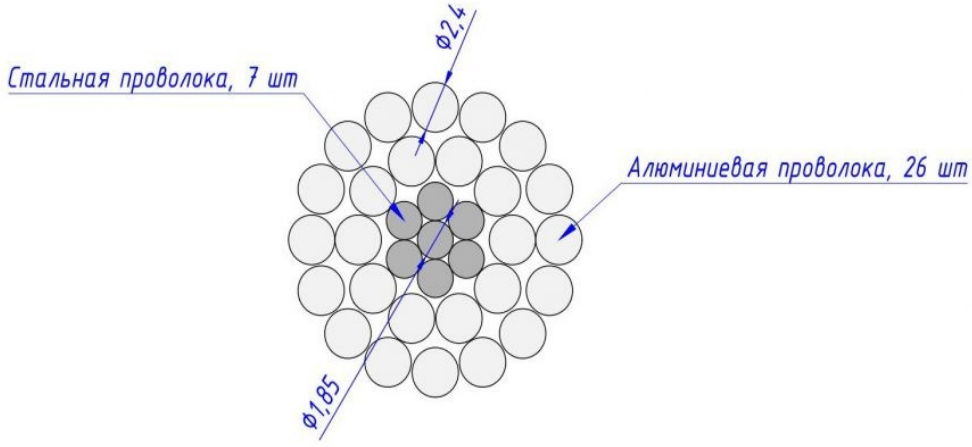


Рисунок 22 – Сталеалюминиевый провод АС – 120/19

3. По допустимому току из условий нагрева в рабочих утяжеленных режимах.

4.

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{зим}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{41}{\sqrt{3}110} = 215.2 \ \ A \qquad (54)$$

$I_{доп} = 390 \ \ A$

$I_{раб.утяж} \le I_{доп}$

215.2 $A \le 390 \ \ A$ – условие выполняется

5. Проверка по термической стойкости при КЗ

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_к^{расч} = I_{К1.пт}{}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 7.836^2 \cdot (0.035 + 0.02) = 3.38 \ \ к A^2 c \qquad (55)$$

Минимальная площадь сечения проводника:

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_{к.расч}}}{C} = \frac{\sqrt{3.38 \cdot 10^6}}{90} = 20.4 \ \ мм^2 \qquad (56)$$

С=90 для алюминиевого проводника

$S > S_{мин}$

$120 \ мм^2 > 20.4 \ \ мм^2$

6. По условиям коронирования

Если учесть, что на ОРУ-110 расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, то необходимо провести проверочный расчет начальной критической напряженности:

$1.07 \cdot E \le 0.9 \cdot E_0$

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right) \qquad (57)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 – радиус провода;

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}}\right) = 31.995 \quad \frac{кВ}{см}$$

Напряженность электрического поля возле поверхности провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot lg\frac{D_{ср}}{r_0}} \qquad (58)$$

где U – линейное напряжение;

$D_{ср}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{ср} = 1.26 \cdot D \qquad (59)$$

где D –расстояние между соседними фазами.

$D_{ср} = 1.26 \cdot D = 1.26 \cdot 200 = 252 \ \ см$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{1.08 \cdot lg \frac{252}{1.08}} = 15.226 \quad \frac{кВ}{см}$$

Проверка:

$1.07 \cdot E \le 0.9 \cdot E_0$

$16.292 \ \ \frac{кВ}{см} \le 28.796 \ \ \frac{кВ}{см}$

Провод АС – 120/19 проходит проверку по условиям коронирования.

7. Проверка на схлестывание

$$S_{п0} = \sqrt{3} I_{п0} U_{ном} = \sqrt{3} 7.836 110 = 1492.96 \ \ МВА$$

Согласно ПУЭ, на электродинамическое действие токов короткого замыкания должны проверяться гибкие шины РУ мощности равной или большей 4000 МВА.

$1492.96 \ \ МВА < 4000 \ \ МВА$

Следовательно - на схлестывание не проверяется.

Вывод: Провод АС – 120/19 принимаем к установке.

Выбор сборной шины:

По экономической плотности тока сборные шины не выбираются, так как нагрузка по их длине неравномерна.

1. По допустимому току из условий нагрева в рабочих утяжеленных режимах

Рассмотрим трубчатые шины из алюминиевого сплава 1915Т с сечением 36/40и $I_{доп} = 765 \ \ А$.

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{зим}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{41}{\sqrt{3} 110} = 215.2 \ \ А \qquad (60)$$

$I_{раб.утяж} \le I_{доп}$

$215.2 \ \ А \le 765 \ \ А$

Сечение шины:

$$S = \frac{\pi}{4} \cdot \left(D_{внеш}{}^2 - D_{внут}{}^2 \right) = \frac{\pi}{4} \cdot \left(40^2 - 36^2 \right) = 238.761 \ \ м м^2 = 238.761 \cdot 10^{-2} см^2 \qquad (61)$$

2. Проверка по термической стойкости при КЗ

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_к^{расч} = I_{К1.пт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a \right) = 7.836^2 \cdot \left(0.035 + 0.02 \right) = 3.38 \ \ к А^2 с$$

Минимальная площадь сечения проводника:

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_{к.расч}}}{C} = \frac{\sqrt{3.38 \cdot 10^6}}{90} = 20.4 \ \ м м^2$$

$S > S_{мин}$

$238.761 \ \ м\,м^2 > 20.4 \ \ м\,м^2$

3. Проверка на механический резонанс.

Электродинамические силы, возникающие при к.з., носят колебательный характер и имеют периодические составляющие с частотой 50 и 100 Гц. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему, в колебательное движение. Вследствие этого необходимо проверить шины на механический резонанс.

Момент инерции:

$$J = \pi \cdot \frac{D^4 - d^4}{64} \qquad (62)$$

где D – внешний диаметр шины;
d – внутренний диаметр шины.

$$J = \pi \cdot \frac{D^4 - d^4}{64} = 3.14 \cdot \frac{40^4 - 36^4}{64} = 43215.749 \ \ м\,м^4 = 43215.749 \cdot 10^{-4} \ \ с\,м^4$$

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин:

$$\nu_0 = \frac{173{,}2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} \qquad (63)$$

где J – момент инерции;
S – сечение шины;
l – пролет между изоляторами шины.

$$\nu_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} = \frac{173.2}{9^2} \cdot \sqrt{\frac{43215.749}{238.761}} = 28.768 \ \ Гц$$

$28.768 \ \ Гц < 30 \ \ Гц$

Если собственные частоты системы меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает, и проверка шин на электродинамическую стойкость проводится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе к.з.

4. Расчет механической прочности

Максимальная сила, приходящаяся на единицу длины при трехфазном к.з.:

$$f_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{уд}{}^2 \cdot K_{ф} \cdot K_{расп} \qquad (64)$$

где $K_{ф}$ - коэффициент формы;
$K_{расп}$ - коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;
a - расстояние между фазами.

$$f_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} 17800^2 \cdot 1 \cdot 1 = 27.4 \frac{Н}{м}$$

Изгибающий момент от равномерно распределенной силы:

$$M = \frac{f_{max} \cdot l^2}{\lambda} \qquad (65)$$

гдеf_{max}- максимальная сила, приходящаяся на единицу длины при трехфазном к.з;
l- длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции;
λ - коэффициент учитывающий используемый тип шиной конструкции.

$$M = \frac{27.4\,9^2}{10} = 221.9 \;\; H$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы:

$$W = \pi \cdot \frac{D^4 - d^4}{32 \cdot D} \qquad (66)$$

где D – внешний диаметр шины;
d – внутренний диаметр шины.

$$W = 3.14 \cdot \frac{40^4 - 36^4}{32 \cdot 22} = 2.160 \;\; см^3$$

Напряжение, возникающее в материале шин:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{221.9}{2.160} = 102.7 \;\; МПа \qquad (67)$$

Допустимое напряжение для данного сплава:
$\sigma_{доп} = 247 \;\; МПа$
Проверка:
$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}$
$102.7 \le 247$
Вывод: Шины с сечением 36/40 принимаем к установке.

4.6 Выбор измерительных трансформаторов 110 КВ

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность персонала электроустановок, так как цепи ВН и НН разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле. Применяются трансформаторы тока, встроенные в выключатели (типа ТВГ—110) и силовые трансформаторы (типа ТВТ–110).

Класс точности трансформаторов тока и напряжение для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0.5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1.0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2.0. Для присоединения счетчиков технического учета допускается использование трансформаторов тока класса точности 1.0, а также встроенных трансформаторов тока класса точности ниже 1.0, если для получения класса точности 1.0 требуется установка дополнительных комплектов трансформаторов тока. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1.0.

4.7 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для измерительных приборов и реле (Рис.23) (5 А, реже 1 или 2.5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Согласно ПУЭ 1.5.16[8]:

Выбор трансформатора тока производится по следующим параметрам:

1. **По конструкции и классу точности**
2. **По напряжению установки :** $U_{уст} \le U_{ном}$, где

$U_{уст}$- напряжение установки кВ, $U_{ном}$- номинальное напряжение кВ;

3. **По первичному току:**

$$I_{раб} \le I_{1ном} \ ;$$
$$I_{раб.утяж} \le I_{1ном}$$

$I_{раб}$- рабочий максимальный ток нормального режима, А;

$I_{1ном}$- *первичный номинальный ток*, *А;*

$I_{раб.утяж}$- *рабочий максимальный ток утяжеленного режима*, *А*.

4. **По электродинамической стойкости:** $i_у \le i_{дин}$, где

$i_{дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока ТТ;

$i_{уд}$– ударный ток короткого замыкания.

5. **По термической стойкости:** $B_{к.расч} \le I_{тер}^{2} t_{тер}$,

$I_{тер}$ и $t_{тер}$ – ток и время термической стойкости (определяются по каталогу).

6. **По вторичной нагрузке:** $Z_2 \le Z_{2ном}$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;(Таб.28)

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

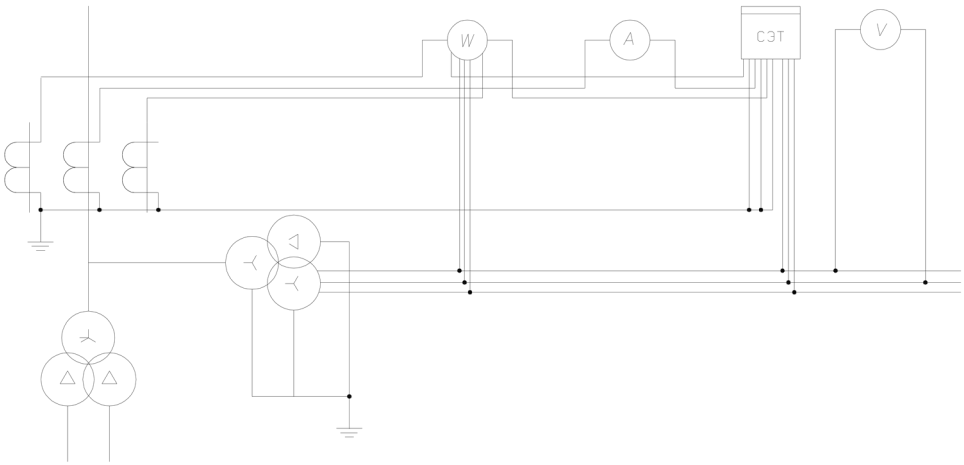


Рисунок 23 - Схема подключения измерительного оборудования на стороне 110кВ

Таблица 28 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	*B*	*C*
Амперметр	Э42702	0.5	-	-

Ваттметр	Ц42303	0.5	0.5	0.5
Варметр	Ц42303	0.5	0.5	0.5
Счетчик	СЭТ4ТМ.0.3М	0.1	0.1	0.1
Итого		1.6	1.1	1.1

Намечаем трансформатор тока с элегазовой изоляцией TG 145 (Рис.24). Технические характеристики таблица 29,30.

Сердечники и вторичные обмотки расположены в верхней, головной части трансформатора тока. В качестве основной высоковольтной изоляции используется элегаз.

Благодаря такому решению достигаются следующие преимущества:

- наличие предохранительной мембраны защищает трансформатор от чрезмерного повышения давления;
- изоляционные характеристики не зависят от сложных и длительных процедур пропитки бумажной изоляции маслом и последующих испытаний. В частности, измерение уровня частичных разрядов больше не требуется, т.к. теперь единственным твердым диэлектриком, который подвержен старению, является наружный фарфоровый, либо полимерный изолятор;

Таблица 29 - Технические характеристики TG 145

Номинальное напряжение, кВ		110	
Номинальная частота, Гц		50	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ		126	
Испытательное напряжение, кВ • одноминутное промышленной частоты, в сухом состоянии и под дождем • грозового импульса		230 450	
Номинальный первичный ток, А		300-600-1200	
Номинальный вторичный ток, А		5	
Наличие отпайки с коэффициентом	На 1-й обмотке	Да	(150-300-600)/5
	На 2-й обмотке	Да	(150-300-600)/5
Номинальные классы точности / нагрузка	1-й обмотки	0.5 / 20 ВА	
	2-й обмотки	10Р / 30 ВА	
3-секундный ток термической стойкости, кА		20	
Ток электродинамической стойкости, кА		50	
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты не менее		30	
Номинальный коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений (учета) не более		10	
Материал изолятора		Полимер	
Удельная длина пути утечки, см/кВ		2.5	
При отгрузке установить коэффициент трансформации с первичным номинальным током		300	
Дополнительные требования		Длительность тока терм. стойкости - 3с.	
Рабочее давление газа при 20°С, МПа избыт.		0,28	

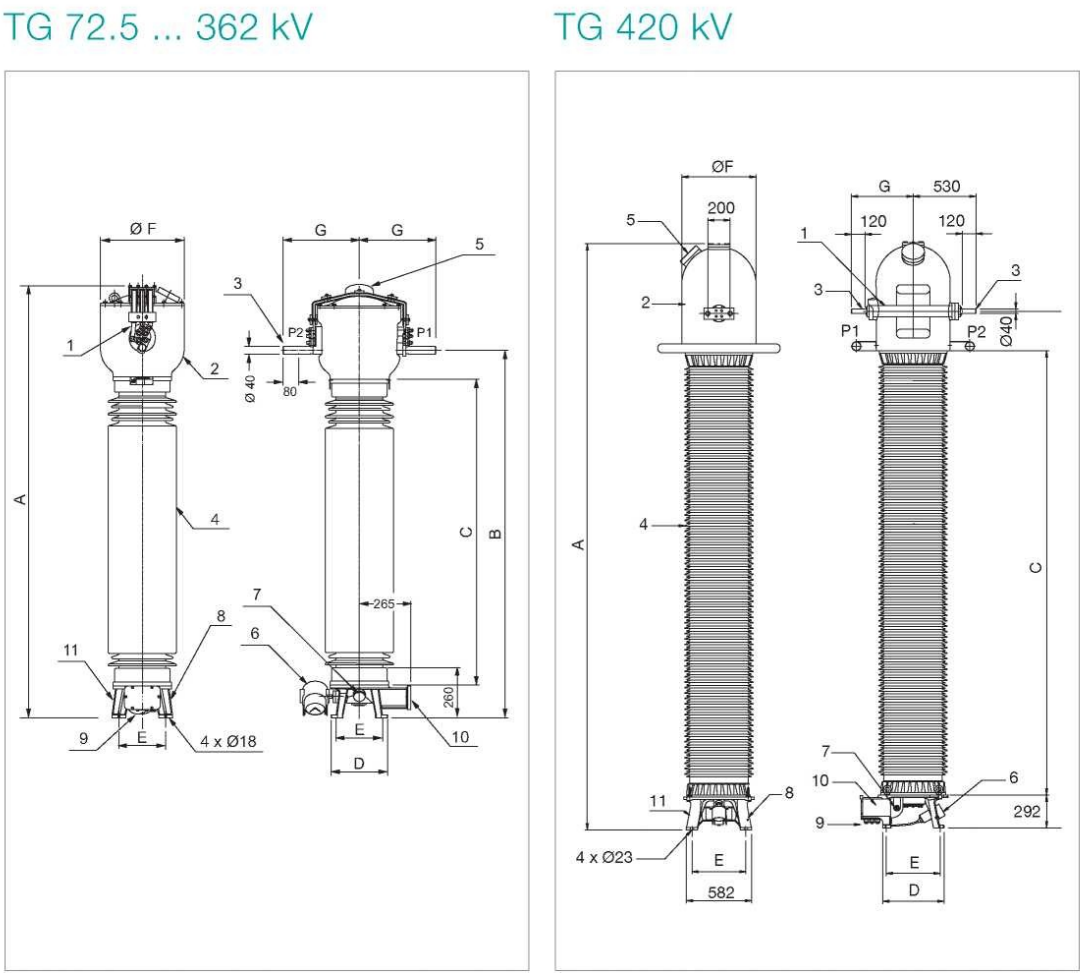


Рисунок 24 - Конструкция TG 145

1 Первичная обмотка⁞2 Головная часть из алюминиевого сплава⁞3 Первичные выводы4 Изолятор⁞5 Предохранительная мембрана⁞6 Плотномер⁞7 Клапан для заправки газом⁞8 Болт заземления⁞9 Кабельная муфта для вторичных цепей⁞10 Коробка вторичных выводов⁞ 11 Основание

Таблица 30 - габаритные размеры TG 145

	A	B	C	D	E	F	G	$^{SF}6$	Масса
TG	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	кг	кг
145	2020	1665	1344	290	240	430	380	4	300

Конструкция

Основание

Основание выполняется из алюминиевого сплава методом литья. На основание крепится опорный изолятор и труба, поддерживающая активную часть трансформатора тока.

В основании находятся коробка вторичных выводов, клапан для заполнения газом и плотномер.

Изолятор

Изолятор может быть изготовлен из высокопрочного фарфора или композитного материала с ребрами из силиконовой резины. Оба типа соответствуют требованиям международных и российских стандартов. по механической прочности.

Головная часть и токоведущие контуры

Головная часть трансформатора изготовлена из алюминиевого сплава, применяемый метод литья гарантирует полное отсутствие пористости и, следовательно, газонепроницаемость.

В головной части трансформатора находятся:

- первичная обмотка
- тороидальные сердечники, изготовленные из горячекатаной анизотропной стали или мю-металла, или сочетания этих материалов
- вторичные обмотки, равномерно намотанные на сердечники. Выводы вторичных обмоток проходят внутри опорной трубы и соединяются с клеммником в коробке вторичных выводов в основании трансформатора
- предохранительная мембрана, которая разрывается в случае внутреннего дугового перекрытия и ограничивает давление газа в пределах, значительно меньших прочности на разрыв литья и изолятора
- экраны для выравнивания продольного электрического поля расположены внутри изолятора

Изоляционная среда

Элегаз повышенной чистоты (Таб.31,32) нормируется ТУ 6-02-1249-83.

Показания денсиметра не зависят от температуры окружающего воздуха, однако для обеспечения необходимой точности рекомендуется производить закачку при температуре не ниже -20 ℃.

Денсиметр показывает избыточное давление (превышение над атмосферным).

Таблица 31 - Параметры газа в трансформаторе

Наименование параметра	Норма для типов
	TG 145N УХЛ1
Рабочее давление, МПа изб.	0,5
Парциальное давление элегаза, МПа изб	0,07
Давление предупредительного сигнала, МПа изб. (Р1)	0,45
Давление аварийного сигнала, МПа изб. (Р2)	0,43
Масса элегаза, кг	1,2
Масса азота, кг	0,6

Таблица 32 - Уровни изоляции

Тип	Класс напряжения, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Испытательное напряжение (в соответствии с ГОСТ Р 55195-2012)	
			Одноминутное промышленной частоты, кВ	Грозовой импульс (1,2/50мкс), кВ
TG 145	110	126	230	450

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока (Таб.33) по вторичной нагрузке, которая зависит как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов и реле, так и от схемы их соединений с трансформатором тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому вторичная нагрузка трансформатора тока $z_2 \approx r_2$. Она состоит из сопротивления приборов$r_{приб}$, соединительных проводов$r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов$r_к$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \qquad (68)$$

Сопротивление приборов определяется из выражения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_{2ном}} = \frac{1.6}{5^2} = 0.064 \ \ Ом, \qquad (69)$$

где $S_{приб}$– мощность, потребляемая приборами контроля и учета (Табл.25)

Согласно каталожным данным, $S_{2НОМ} = 20 \ \ В \cdot А$. Поэтому номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока цепей измерения в выбранном классе точности 0,5 составляет:

$$z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I^2_{2НОМ}} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \ \ Ом \qquad (70)$$

Сопротивление контактов $r_К$ принимается равным 0.1 Ом, поскольку количество приборов$n > 3$. Зная $z_{2НОМ}$, определяем допустимое значение сопротивления соединительных проводов

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0.8 - 0.064 - 0.1 = 0.636 \ \ Ом \qquad (71)$$

Зная сопротивление соединительных проводов$r_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$q_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0175 \cdot 80}{0.636} = 2.2 \ \ мм^2 \qquad (72)$$

где $\rho = 0.0175 \ \ \frac{мм^2}{м}$ – удельное сопротивление материала провода (медные жилы);

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов ($l = 80$м для всех цепей РУ 110 кВ).

В нашем случае трансформаторы тока присоединяются по схеме звезда. Следовательно $l_{расч} = l = 80 \ \ м$

По условию механической прочности сечение должно быть не менее 4 $мм^2$ для проводов с алюминиевыми жилами и 2.5 $мм^2$ для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения больше 6 мм^{2}не принимаются.

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КВВГ-нг с медными жилами сечением 2.5 мм^2.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 80}{2.5} = 0.56 \ \ Ом$$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0.064 \ + 0.56 + 0.1 = 0.724 \ \ Ом$$

$$r_{2ном} = 0.8 \ \ Ом$$

$$r_2 \le r_{2ном}$$

$$0.724 \ \ Ом \le 0.8 \ \ Ом$$

$$I_{раб} = \frac{S_{зим}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{41}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.215 \ \ кА$$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2} \cdot I_{К1.пт} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7.836 \cdot 1.608 = 17.8 \ \ кА$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \ \ кА^2 \cdot с \qquad (73)$$

$$B_к^{расч} = I_{К1.пт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 7.836^2 \cdot \left(0.035 + 0.02\right) = 3.38 \ \ к \, A^2 с$$

Таблица 33 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Номинальные данные	Расчетные величины
$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	110	110
$I_{раб} \le I_{ном}$, А	300	215
$i_у < i_{дин}$, кА	50	17.8
$B_к \le B_{ном}$, $(кА)^2 \cdot с$	1200	3.38
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	0.8	0.724

Вывод: Трансформатор токаTG 145 принимаем к установке.

4.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 110 КВ

К установке намечаем трансформатор напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-110 (Рис.25)

- Трансформаторы напряжения индуктивные заземляемые антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-УЭТМ® предназначены для работы в электрических сетях переменного тока частотой 50 или 60 Гц с эффективно заземленной нейтралью на открытых и закрытых распределительных устройствах
- Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха составляет +50°С
- Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха составляет -60°С
- Каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании
- Высокий класс точности вторичной обмотки для учета - 0,2
- Низкий уровень утечек изолирующего газа - не более 0,2% от общей массы в год, а также применение надежных комплектующих обеспечивают эксплуатацию без обслуживания при среднем сроке службы 40 лет
- Возможность изготовления трансформатора с тремя вторичными обмотками: одна - для подключения цепей учета, вторая - для подсоединения цепей измерения, защиты и управления, третья - для цепей защиты от замыканий на землю

- Отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени
- Возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета электроэнергии позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета

Трансформаторы напряжения выбирают:

1. **По конструкции и схеме соединения обмоток**
2. **По напряжению установки:** $U_{уст} \le U_{ном}$
3. **По классу точности**

Класс точности зависит от вторичной нагрузки. Класс точности измерительных трансформаторов для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1.0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2.0. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1.0;

4. **По вторичной нагрузке** (Таб.34): $S_{2\Sigma} \le S_{ном}$

$S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности. При расчете следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных и звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных но схеме открытого треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору, $В \cdot А$

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \qquad (74)$$

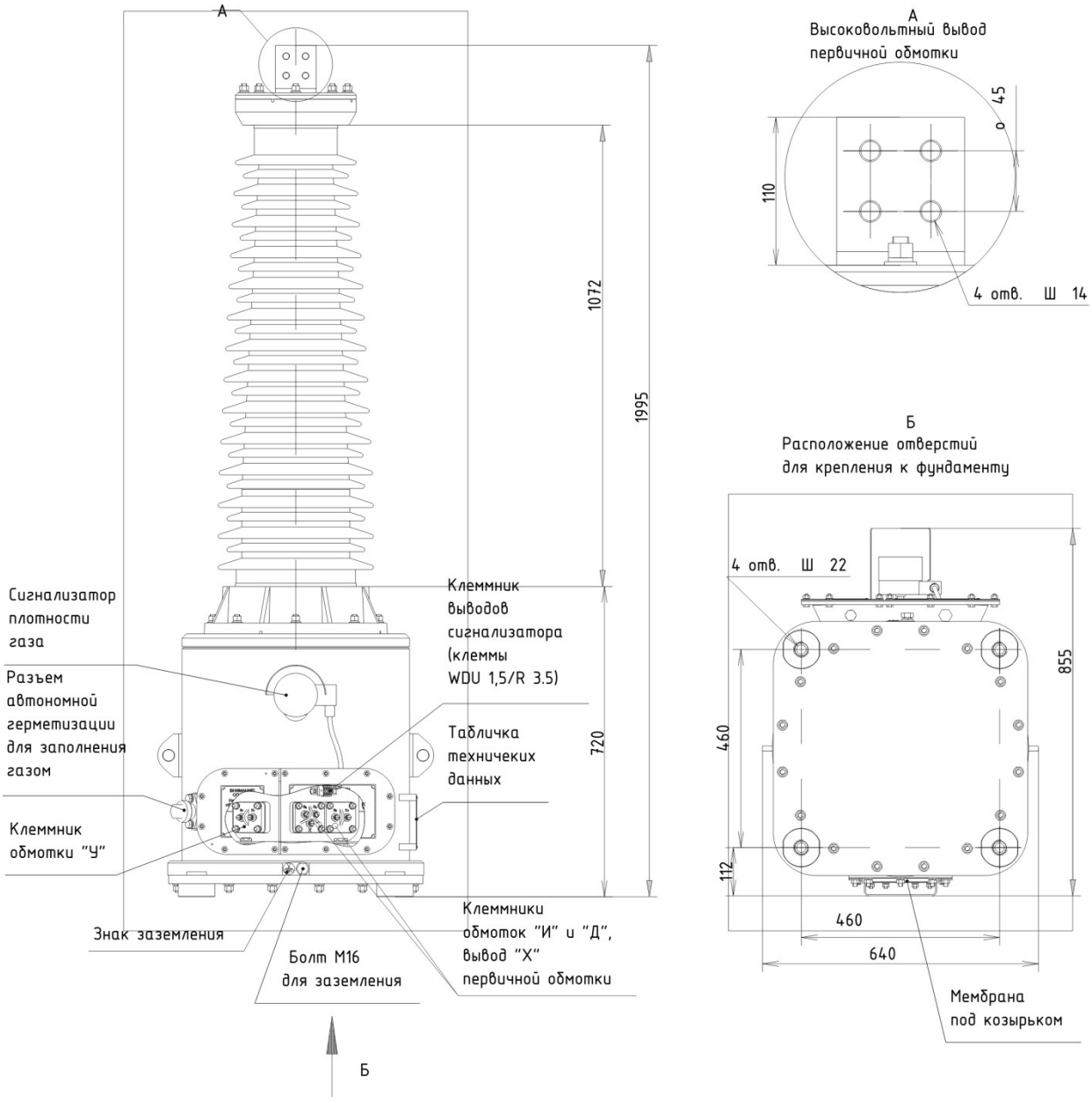


Рисунок 25 - Трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 с фарфоровым выводом

Таблица 34 – Нагрузка трансформатора напряжения

Измерительный прибор	Тип	Мощность обмотки. ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов. шт	Потребляемая мощность	
							Р.Вт	Q. Вар
Частотометр	ЩЧ120	2.5	1	1	0	1	2.5	–
Вольтметр	ЩП120П	1.5	2	1	0	1	3	–
Ваттметр	ЩВ120	0.25	1	1	0	1	0.25	–
Варметр	ШВ120	0.25	1	0	1	1	–	0.25
Счетчик	СЭТ4ТМ	3	3	0.43	0.9	4	15.5	32.5
Итого	–	–	–	–	–	–	21.25	32.75

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{21.25^2 + 32.75^2} = 39.04 \ \ BA$$

Таблица 35 – Выбор трансформатора напряжения

№ п.п.	Условие проверки электрооборудования		Расчетные данные	Каталожные данные
1	По классу точности	основная вторичная обмотка №1 (цепи учета. измерения и связи)	0.5	0.5
		дополнительная вторичная обмотка №2 (цепи защиты)	10Р	10Р
2	По напряжению электроустановки: $U_{уст} \le U_{ном}$,кВ		$U_{уст} = 110 \ \ кВ$	$U_{ном} = 110 \ \ кВ$
3	По вторичной нагрузке (цепи учета и измерения): $S_{2\Sigma} \le S_{2НОМ}$,ВА		39.04	250

Вывод: Принимаем трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 к установке.

5. Выбор оборудования 10 КВ

В данном разделе проведем выбор основного оборудования на низкой стороне 10кВ., будем рассматривать только ведущих поставщиков.

5.1 Выбор выключателей 10 КВ

Расчетные токи короткого замыкания:

$I_{K1.вн} = 7.836 \;\; кА$

$I_{K2.нн} = 11.92 \;\; кА$

Проверка по максимально допустимому току :

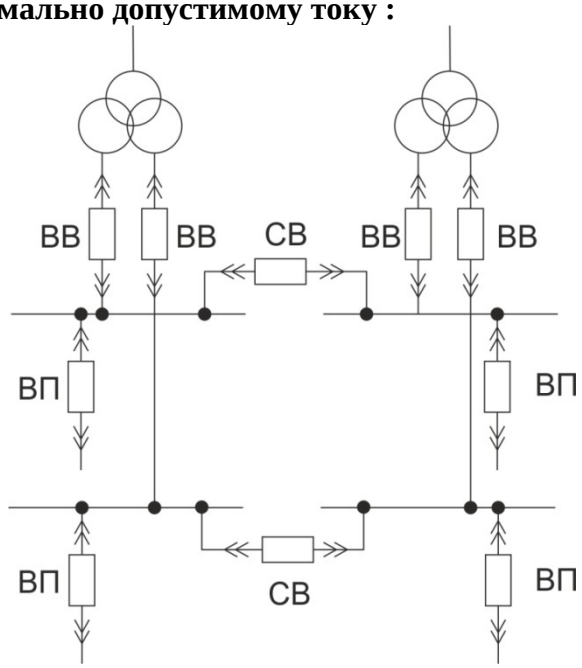


Рисунок 26 - Выключатели на низкой стороне

ВВ-вводной выключатель
СВ-секционный выключатель
ВП- выключатель подсоединения
$n_ф$=20
$S_ф$=2 МВА

$$I_{max}^{BB} = \frac{S_{зима}^{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{41}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2.367 \;\; кА = 2367.1 \;\; A \qquad (74)$$

$$I_{max}^{CB} = 0.5 \cdot I_{max}^{BB} = 1183.6 \;\; A \qquad (75)$$

$$I_{max}^{ВП} = \frac{S_{зима}^{max} \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot n_ф} = \frac{41 \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 20} = 0.1775 \;\; кА = 177.5 \;\; A \qquad (76)$$

Следовательно вводные и секционные выключатели выбираем ориентируясь на ток

$I_{max}^{BB} = 2367.1 \;\; A$

А выключатели присоединения выбираем в соответствии с током

$I_{max}^{ВП} = 177.5 \;\; A$

Намечаем следующие марки выключателей (Табл.36):

VD4 12.25.31– вводной выключатель;

VD4 12.25.31– секционный выключатель;

VD4 12.06.31– выключатель присоединения.

Таблица 36 – Технические характеристики выключателей на низкой стороне

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк.ном}$, кА	$\beta_н$, %	$I_{дин}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с
VD4 12.25.31	10	2500	31.5	40	85	85	34.3	31.5	31.5	3
VD4 12.06.31	10	630	31.5	40	80	80	34.3	31.5	31.5	3

Продолжение таблицы 36

$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	m, кг	Ист. инф.
0.055	0.075	пружинный с запасенной энергией	249	ABB
0.055	0.075	пружинный с запасенной энергией	190	ABB

Примечания:

1. $U_{ном}$- Номинальное напряжение; $I_{ном}$ - Номинальный ток; $I_{отк.ном}$- Номинальный ток отключения; $\beta_н$ - Процентное содержание апериодической составляющей; $I_{дин}$ - Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $i_{дин}$ - Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $I_{вкл.ном}$ - Номинальный ток включения (наибольший пик); $i_{вкл.ном}$ - Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ - Ток термической стойкости; $t_{тер}$- Время протекания тока; $t_{с.в.}$- Собственное время отключения; $t_{п.в.}$-Полное время отключения; m- Полная масса выключателя.

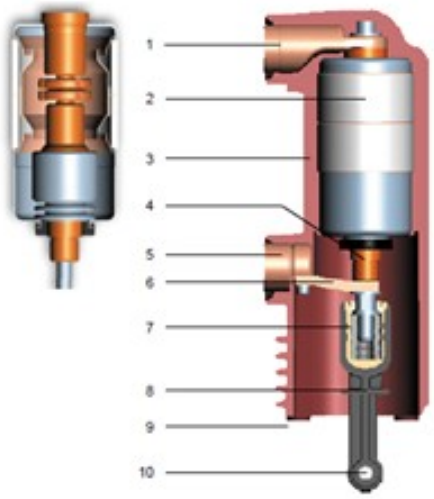


Рисунок 27 - Структура полюса и вакуумной камеры

1. Верхний токопровод| 2. Вакуумная камера| 3. Корпус из эпоксидной смолы
4. Ступица подвижного контакта| 5. Нижний токопровод| 6. Гибкое соединение|
7. Пружина контактного поджатия| 8. Изоляционная тяга| 9. Крепление полюса|
10. Место присоединения к приводу выключателя

Проверка параметров выключателей

По классу напряжения:

Секционный и вводной выключатели

$10\ кВ = 10\ кВ$

Выключатель присоединения

$10\ кВ = 10\ кВ$

Проверка по току:

Секционный и вводной выключатели

$I_{max}^{\square} = 2367.1\ A$

$I_{раб.10\ кВ}^{max} < I_{ном.10\ кВ}^{выкл}$

$2367.1\ A < 2500\ A$

Выключатель присоединения

$I_{max}^{ВП} = 177.5\ A$

$I_{раб.10\ кВ}^{max} < I_{ном.10\ кВ}^{выкл}$

$177.5\ A < 630\ A$

Проверка по условию электродинамической стойкости:

Секционный и вводной выключатели

$I_{дин} = 31.5\ кА$

$I_{К2.n\tau} = 11.92\ кА$

$I_{К2.n\tau} < I_{дин}$

$11.92\ кА < 31.5\ кА$

$I_{ударное}^{выкл} = 85\ кА$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2} \cdot I_{К2.n\tau} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11.92 \cdot 1.82 = 30.7\ кА \qquad (77)$$

$I_{ударное}^{выкл} > I_{ударное}^{расчетное}$

$85\ кА > 30.7\ кА$

Выключатель присоединения

$I_{дин} = 31.5\ кА$

$I_{К2.n\tau} = 11.92\ кА$

$I_{К2.n\tau} < I_{дин}$

$11.92\ кА < 31.5\ кА$

$I_{ударное}^{выкл} = 80\ кА$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2} \cdot I_{К2.n\tau} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11.92 \cdot 1.82 = 30.7\ кА \qquad (78)$$

$I_{ударное}^{выкл} > I_{ударное}^{расчетное}$

$80\ кА > 30.7\ кА$

Проверка на отключающую способность:

Для секционного, вводного и выключателя присоединения

При проверке выключателей на коммутационную способность расчетное время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов вычисляется следующим образом:

$$I_{ном.a\tau} = \frac{\beta}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}^{откл} = \frac{40}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot 31.5 = 17.8\ кА \qquad (79)$$

$$I_{K2.\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot e^{\frac{-t_{откл}}{T_a}} \quad (80)$$

Примечание:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 0.01 + 0.055 \quad (81)$$

где $t_{откл}$ – полное время отключения выключателя.
$t_{рз}$- минимальное время действия релейной защиты;
$t_{св}$- собственное время отключения выключателя
T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

$T_a = 0.02$

Секционный выключатель

$I_{K2.\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 11.92 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.02}} = 0.65$ кА

$I_{ном.\alpha\tau} > I_{K2.\alpha\tau}$

$17.8\ кА > 0.65\ кА$

Проверка на способность включаться на $I_{к.з.}$:

Для секционного, вводного и выключателя присоединения

$I_{Кп} \le I_{вкл.ном}$

$11.92\ кА \le 31.5\ кА$

$I_{уд.кз} \le I_{вкл.ном}$

$30.7\ кА < 80\ кА$

Проверка на термическую стойкость:

При проверке термической стойкости расчетное время действия тока КЗ определяют суммой времени действия основной защиты, установленной на ближайшем мосту КЗ выключателя, и полного времени отключения этого выключателя.

Для секционного, вводного и выключателя присоединения (Табл.37)

$B_к^{расч} \le B_к^{выкл}$

$$B_к^{выкл} = I_{терм}{}^2 \cdot t_{терм} = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.8\ к A^2 c \quad (82)$$

$$B_к^{расч} = I_{K2.n\tau}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 11.92^2 \cdot \left(0.065 + 0.02\right) = 12.1\ к A^2 c \quad (83)$$

$12.1\ к A^2 c < 2976.8\ к A^2 c$

Таблица 37 – Сравнение расчетных и номинальных данных выключателя VD4 12.25.31 и VD4 12.06.31

Условие выбора	Расчетные данные	Параметр аппарата	Расчетные данные	Параметр аппарата
	VD4 12.25.40	VD4 12.25.40	VD4 12.06.40	VD4 12.06.40
$U_{уст} \le U_{ном}$	10кВ	10кВ	10кВ	10кВ
$I_{раб} \le I_{ном}$	2367.1 А	2500 А	177.5 А	630А
$I_{к2} \le I_{дин}$	11.92 кА	85 кА	11.92 кА	80 кА
$I_{к2} \le I_{отк}$	11.92	31.5	11.92	31.5
$i_{у} \le i_{дин}$	30.7 кА	85 кА	30.7 кА	80 кА
$I_{ат} \le I_{а ном}$	0.65 кА	17.8 кА	0.65 кА	17.8 кА
$I_{к1} \le I_{вкл.ном}$	11.92 кА	34.3 кА	11.92 кА	34.3 кА
$i_{уд} \le i_{вкл.ном}$	30.7 кА	31.5 кА	30.7 кА	31.5 кА
$B_{к.расч} \le I^2_{тер} * t_{тер}$	12.1 кА²·с	2976.8 кА²·с	12.1 кА²·с	2976.8 кА²·с

5.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 КВ

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливают во всех цепях (цепи генераторов, трансформаторов, линий и пр.). Состав измерительных приборы, подключаемых к ТТ зависит от конкретной цепи.

ТТ являются однофазными аппаратами и могут быть установлены в одну, две или три фазы. Обычно в цепях 6 – 10 кВ ТТ устанавливают в двух фазах по схеме неполной звезды.(Рис.28,29)

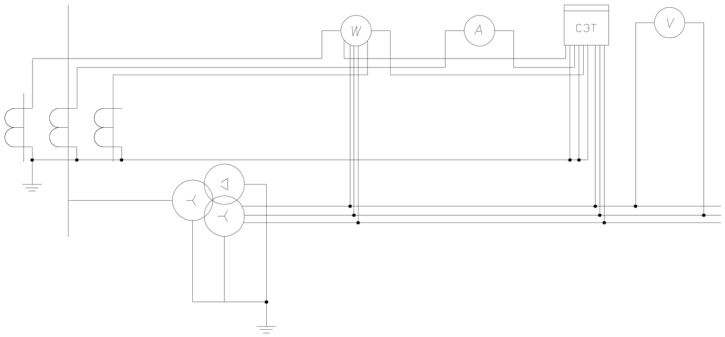


Рисунок 28 - Схема подключения измерительного оборудования на стороне 10кВ для вводного и секционного выключателя.

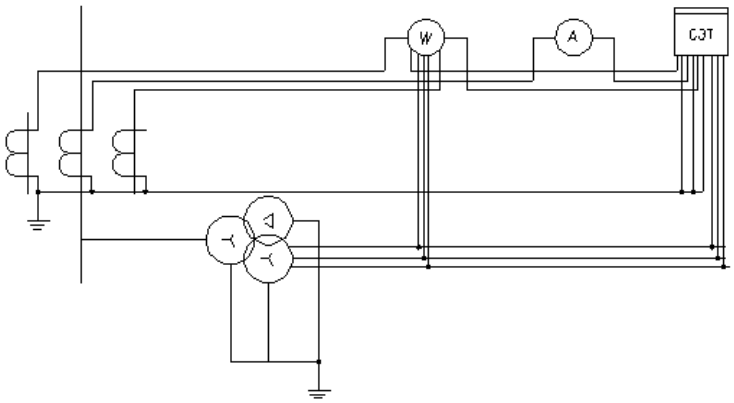


Рисунок 29 - Схема подключения измерительного оборудования на стороне 10кВ для фидерного выключателя.

5.3 Выбор трансформатора тока на 10 кВ

Выбор трансформатора тока производится по следующим параметрам:

1. **По конструкции и классу точности**
2. **По напряжению установки:** $U_{уст} \le U_{ном}$, где

$U_{уст}$- напряжение установки кВ, $U_{ном}$- номинальное напряжение кВ;

3. **По первичному току:**

$$I_{раб} \le I_{1ном} \ ;$$
$$I_{раб.утяж} \le I_{1ном}$$

$I_{раб}$ - рабочий максимальный ток нормального режима, А;

$I_{1ном}$ - *первичный номинальный ток, А;*

$I_{раб.утяж}$ - *рабочий максимальный ток утяжеленного режима, А.*

4. **По электродинамической стойкости:** $i_у \le i_{дин}$, где

$i_{дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока ТТ;

$i_{уд}$– ударный ток короткого замыкания.

5. **По термической стойкости:** $B_{к.расч} \le I_{тер}^{\ 2} t_{тер}$,

$I_{тер}$ и $t_{тер}$ – ток и время термической стойкости (определяются по каталогу).

6. **По вторичной нагрузке** (Таб.39): $Z_2 \le Z_{2ном}$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая загрузка трансформатора тока в выбранном классе точности (определяется по каталогу), Ом.

Для вводного и секционного выключателя.

Намечаем ТОЛ-10-М-2 (Рис.30) .Технические характеристики приведены в таблице 38. Трансформаторы предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установок (КРУ, КРУН и КСО) переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 или 60 Гц. Трансформаторы для дифференциальной защиты поставляются по специальному заказу. Трансформаторы изготавливаются в исполнении "У" и "Т" категории размещения 2 по ГОСТ 15150 [11].

Таблица 38 - технические характеристики ТОЛ-10-М-2

Наименование параметра	Значение
	Конструктивное исполнение
	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Климатическое исполнение	УХЛ 2
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	2500
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности:	
вторичной обмотки для измерений	0,5;
вторичной обмотки для защиты	5Р
Номинальная вторичная нагрузка, В×А: вторичной обмотки для измерений	
при cos φ = 1	1; 2; 2,5
при cos φ = 0,8	20
вторичной обмотки для защиты при cos φ = 0,8	20;
Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты (при номинальной вторичной нагрузке 15 В·А), не менее	10
Номинальный коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений в классе точности 0,5; 0,2; 0,5S не более (при номинальной вторичной нагрузке 10 В×А)	13
Односекундный ток термической стойкости, кА	61
Ток электродинамической стойкости, кА	152.5

Таблица 39 – Нагрузка трансформатора тока для вводного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам. ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-42702	0.5	0.5	0.5
Ваттметр	Э-42702	0.5	0	0.5
Варметр	Э-42702	0.5	0	0.5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-4.ТМ	1.5	1.5	1.5
Итого	–	3	2	3

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока (Таб.40) по вторичной нагрузке, которая зависит как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов и реле, так и от схемы их соединений с трансформатором тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому вторичная нагрузка трансформатора тока $z_2 \approx r_2$. Она состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \qquad (84)$$

Сопротивление приборов определяется из выражения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_{2ном}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \ \ Ом, \qquad (85)$$

где $S_{приб}$– мощность, потребляемая приборами контроля и учета.

Согласно каталожным данным, $S_{2НОМ} = 20 \ \ B \cdot A$. Поэтому номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока цепей измерения в выбранном классе точности 0,5 составляет:

$$z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I^2_{2ном}} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \ \ Ом \qquad (86)$$

Сопротивление контактов r_K принимается равным 0.1 Ом, поскольку количество приборов $n > 3$. Зная $z_{2НОМ}$, определяем допустимое значение сопротивления соединительных проводов

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0.8 - 0.12 - 0.1 = 0.58 \ \ Ом \qquad (87)$$

Зная сопротивление соединительных проводов$r_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$q_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0175 \cdot 6}{0.58} = 0.18 \ \ мм^2 \qquad (88)$$

где $\rho = 0{,}0175 \ \ \frac{мм^2}{м}$ – удельное сопротивление материала провода (медные жилы);

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов. Для цепей РУ 10 кВ, расположенных в шкафах КРУ длина соединительных проводов составляет 6 метров.

В нашем случае трансформаторы тока присоединяются по схеме звезда. Следовательно

$$l_{расч} = l = 6 \ \ м$$

По условию механической прочности сечение должно быть не менее 4 $мм^2$ для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 $мм^2$ для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения больше 6 мм^{2}не принимаются.

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КВВГ-нг с медными жилами сечением 2.5 мм^2.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 6}{2.5} = 0.042 \ \ Ом \quad (89)$$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0.58 \ + 0.042 + 0.1 = 0.722 \ \ Ом \quad (90)$$

$r_{2ном} = 0.8 \ \ Ом$

$r_2 \le r_{2ном}$

$0.722 \ \ Ом \le 0.8 \ \ Ом$

$$I_{max}^{ВВ} = \frac{S_{зима}^{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{41 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 2367.1 \ \ A \quad (91)$$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2} \cdot I_{К1.пт} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11.92 \cdot 1.608 = 27.1 \ \ кА \quad (92)$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \ \ кА^2 \cdot с \quad (93)$$

$$B_к^{расч} = I_{К2.пт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 11.92^2 \cdot \left(0.065 + 0.02\right) = 12.1 \ \ к \, A^2 с \quad (94)$$

Таблица 40 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Номинальные данные	Расчетные величины
$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	10	10
$I_{раб} \le I_{ном}$, А	2500	2367.1
$i_у < i_{дин}$, кА	152.5	27.1
$B_к \le B_{ном}$, $(кА)^2 \cdot с$	3721	12.1
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	0.8	0.722

Вывод: Трансформатор тока ТОЛ-10-М-2 принимаем к установке.

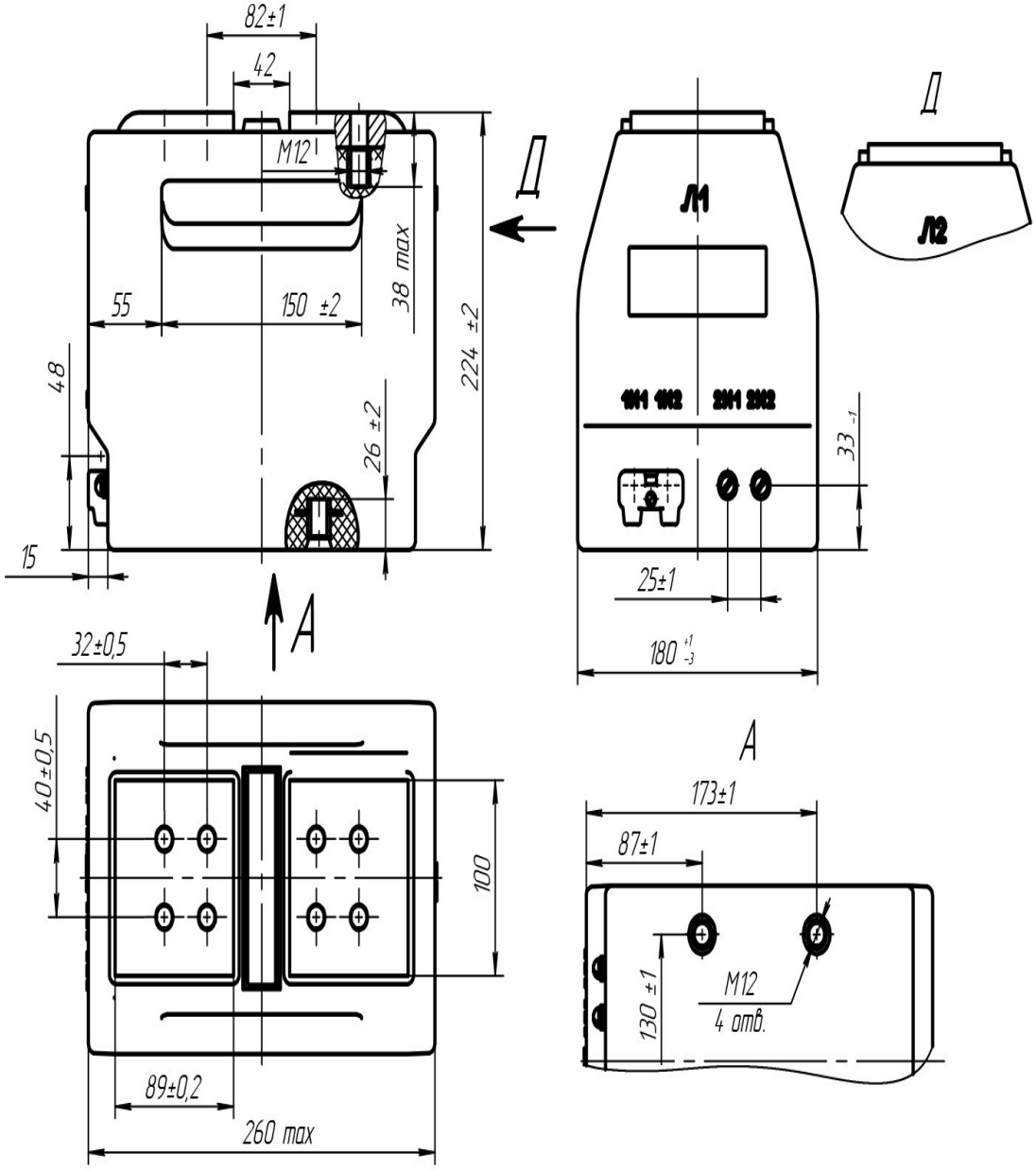


Рисунок 30 – Конструктивное исполнение трансформатора тока ТОЛ-10-М-2

Для фидерного выключателя
Намечаем ТОЛ-10-М-2 (Таб.41).

Таблица 41 - Технические характеристики ТОЛ-10-М-2

Наименование параметра	**Значение**
	Конструктивное исполнение
	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Климатическое исполнение	УХЛ 2
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	200
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности:	
вторичной обмотки для измерений	0,5;
вторичной обмотки для защиты	5Р
Номинальная вторичная нагрузка, В×А: вторичной обмотки для измерений	
при cos φ = 1	2,5
при cos φ = 0,8	3; 5; 10*; 15; 20; 25; 30
вторичной обмотки для защиты при cos φ = 0,8	3; 5; 10; 15*; 20; 25; 30
Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты (при номинальной вторичной нагрузке 15 В·А), не менее	10
Номинальный коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений в классе точности 0,5; 0,2; 0,5S не более (при номинальной вторичной нагрузке 10 В×А)	13
Односекундный ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51

Таблица 42 – Нагрузка трансформатора тока для фидерного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Э-42702	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4.ТМ	3,0	3,0	3,0
Итого	–	3,5	3,5	3,5

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке, которая зависит как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов и реле (Таб.40), так и от схемы их соединений с трансформатором тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому вторичная нагрузка трансформатора тока $z_2 \approx r_2$. Она состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$

$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к$.

Сопротивление приборов определяется из выражения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{3.5}{5^2} = 0.14 \ \ Ом$$

где $S_{приб}$– мощность, потребляемая приборами контроля и учета (Табл.25)

Согласно каталожным данным, $S_{2НОМ} = 20 \ \ В \cdot А$. Поэтому номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока цепей измерения в выбранном классе точности 0,5 составляет:

$$z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \ \ Ом$$

Сопротивление контактов $r_К$ принимается равным 0.1 Ом, поскольку количество приборов $n > 3$. Зная $z_{2НОМ}$, определяем допустимое значение сопротивления соединительных проводов

$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0.8 - 0.14 - 0.1 = 0.56 \ \ Ом$

Зная сопротивление соединительных проводов$r_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$q_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0175 \cdot 6}{0.56} = 0.1875 \ \ мм^2$$

где $\rho = 0{,}0175 \ \ \frac{мм^2}{м}$ – удельное сопротивление материала провода (медные жилы);

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов. Для цепей РУ 10 кВ, расположенных в шкафах КРУ длина соединительных проводов составляет 6 метров.

В нашем случае трансформаторы тока присоединяются по схеме звезда. Следовательно

$$l_{расч} = l = 6 \ \ м$$

По условию механической прочности сечение должно быть не менее 4 $мм^2$ для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 $мм^2$ для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения больше 6 мм^{2}не принимаются.

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КВВГ-нг с медными жилами сечением 2.5 мм^2.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 6}{2.5} = 0.042 \ \ Ом$$

$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0.56 \ + 0.042 + 0.1 = 0.702 \ \ Ом$

$r_{2ном} = 0.8 \ \ Ом$

$r_2 \le r_{2ном}$

$0.702 \ \ Ом \le 0.8 \ \ Ом$

$$I_{max}^{ВП} = \frac{S_{зима}^{max} \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot n_ф} = \frac{41 \cdot 10^6 \cdot 1.5}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 20} = 177.5 \ \ А$$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2} \cdot I_{K1.nт} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11.92 \cdot 1.608 = 27.1 \ \ кА$$
$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 51^2 \cdot 1 = 2601 \ \ кА^2 \cdot с$$
$$B_к^{расч} = I_{K2.nт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 11.92^2 \cdot \left(0.065 + 0.02\right) = 12.1 \ \ к\, A^2 с$$

Таблица 43 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Номинальные данные	Расчетные величины
$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	10	10
$I_{раб} \le I_{ном}$, А	200	177.5
$i_у < i_{дин}$, кА	51	27.1
$B_к \le B_{ном}$, $(кА)^2 \cdot с$	2601	12.1
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	0.8	0.702

Вывод: Трансформатор тока ТОЛ-10-М-2 принимаем к установке.

5.4 Выбор трансформатора напряжения на 10 КВ

Трансформаторы напряжения выбирают[5] (Таб.45):

По конструкции и схеме соединения обмоток

Выбор типа трансформатора определяется его назначением. Если от ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать на напряжениях 6, 10, 35 кВ два однофазных трансформатора типа НОМ или НОЛ, соединенных по схеме открытого неполного треугольника. Два однофазных ТН обладают большей мощностью , чем один трехфазный, а по стоимости на напряжения 6 и 10 кВ они примерно равны. Если одновременно с измерением необходимо проводить контроль изоляции в сетях 6-10 кВ, то устанавливают трехфазные трехобмоточные пятистержневые ТН серии НТМИ или трехфазные антирезонансные масляные серии НАМИ. Группу из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОУТ устанавливают в том числе, если мощность трехфазных (НТМИ или НАМИ) недостаточна. При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки ВН ТН должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля изоляции.

Для напряжения 110 кВ и выше применяют каскадные трансформаторы НКФ или антирезонансные трансформаторы типа НАМИ, имеющие некаскадную конструкцию. Вместо индуктивных трансформаторов напряжения НКФ используются емкостные трансформаторы типа НДЕ, которые позволяют решить проблему устойчивости измерительных трансформаторов к феррорезонансным перенапряжениям в энергосистемах. Кроме того, данный тип трансформаторов напряжения предназначен для обеспечения высокочастотной связи и электрических системах напряжением от 110 до 1150 кВ;

По напряжению установки:

$U_{уст} \le U_{ном}$

По классу точности

Класс точности зависит от вторичной нагрузки. Класс точности измерительных трансформаторов для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1.0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2.0. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1.0;

По вторичной нагрузке (Таб.44): $S_{2\Sigma} \le S_{ном}$

$S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности. При расчете следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных и звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных но схеме открытого треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора;$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору, В · А

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Таблица 44 – Нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки. В · А	Число обмоток	$cos\phi$	$sin\phi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P. Вт	*Q*. В · Ар
Вольтметр	ЩП120П	2.0	1	1	0	1	2	–
Ваттметр	ЩВ120	1.5	2	1	0	1	3	–
Счетчик активной и реактивной энергий	СЭТ-4.ТМ	2.25 Вт	3	0.6	0.8	3	12.15	16.2
Итого:	–	–					17.15	16.2

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}{}^2 + Q_{приб}{}^2} = \sqrt{17.15^2 + 16.2^2} = 23.6 \ \ ВА$$

Намечаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-10 (Рис.31).

Трансформаторы выполнены однофазными двухобмоточными с незаземляемыми выводами.

Магнитопровод стержневого типа, намотан из холоднокатаной элек-тротехнической стали, разрезной. Обмотки расположены на магнитопроводе концентрически. Экраны, соединенные с высоковольтными выводами, служат для повышения электрической прочности трансформатора при воздействии на него грозовых импульсов напряжения. Вторичная обмотка предназначена для измерения, учета электроэнергии и питания цепей защиты.

Обмотки с магнитопроводом залиты изоляционным компаундом, создающим монолитный блок, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от механических повреждений и проникновения влаги.

Таблица 45 – Выбор трансформатора напряжения

№ п.п.	Условие проверки электрооборудования		Расчетные данные	Каталожные данные
1	По классу точности	основная вторичная обмотка №1 (цепи учета. измерения и связи)	0.5	0.5
		дополнительная вторичная обмотка №2 (цепи защиты)	10Р	10Р
2	По напряжению электроустановки: $U_{уст} \le U_{ном}$,кВ		$U_{уст} = 10 \ \ кВ$	$U_{ном} = 10 \ \ кВ$
3	По вторичной нагрузке (цепи учета и измерения): $S_{2\Sigma} \le S_{2НОМ}$,ВА		23.6	75

Вывод: Принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-10 к установке. Рис. 31

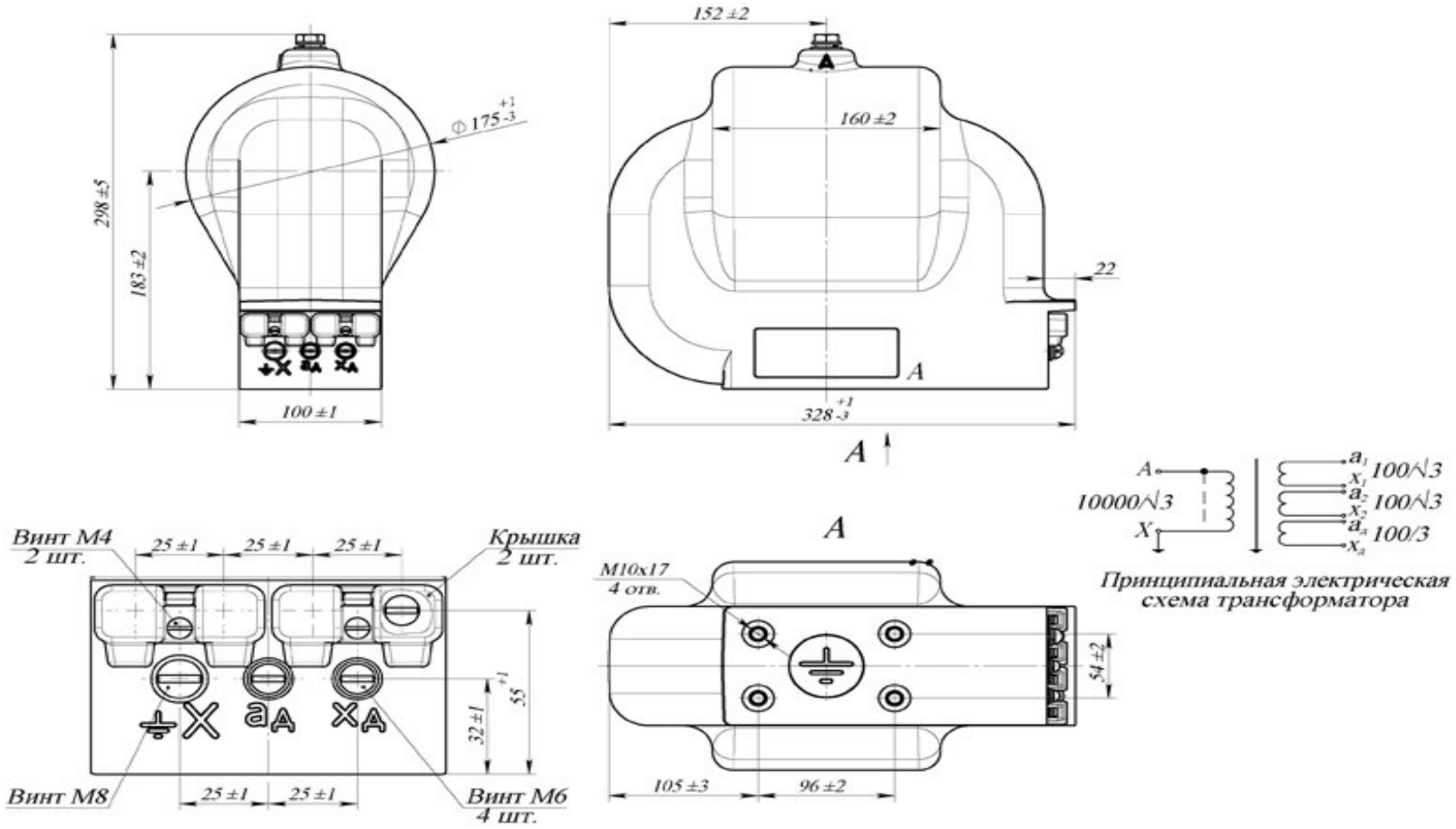


Рисунок 31 - Трансформатор напряжения ЗНОЛ-06 10.

5.5 Токоведущие части ЗРУ 10 КВ

В ЗРУ 10 кВ сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам и шинным вводам выполняются жесткими медными шинами. При токах нагрузки до 3кА применяются одно- и двухполосные шины прямоугольного сечения. При больших токах рекомендуется выбирать шины коробчатого сечения.

1. По допустимому току из условий нагрева в рабочих утяжеленных режимах

Ток нормального режима:

$$I_{нр} = \frac{S_{нагр}}{2\sqrt{3}\cdot U_{ном_{нн}}} = \frac{41\cdot 10^6}{2\sqrt{3}\cdot 10\cdot 10^3} = 1183.6 \;\; A$$

Ток наиболее тяжелого режима:

$$I_{макс} = 2\cdot I_{нр} = 2\cdot 1183.6 = 2367.1 \;\; A$$

Выбираем однополосные медные шины 120х8 с $I_{доп} = 2400 \;\; A$

$$I_{раб.утяж} \le I_{доп}$$
$$2367.1 \quad A \le 2400 \;\; A$$

Сечение шины:

$$S = 960 \;\; мм^2 = 9.6 \;\; см^2$$

2. Проверка по термической стойкости при КЗ

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_к^{расч} = I_{К2.пт}{}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 11.92^2 \cdot \left(0.065 + 0.02\right) = 12.1 \;\; кА^2 с$$

Минимальная площадь сечения проводника:

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_{к.расч}}}{C} = \frac{\sqrt{12.1\cdot 10^6}}{90} = 38.7 \;\; мм^2$$

$$S > S_{мин}$$
$$960 \;\; мм^2 > 38.7 \;\; мм^2$$

3. Проверка на механический резонанс.

Электродинамические силы, возникающие при к.з., носят колебательный характер и имеют периодические составляющие с частотой 50 и 100 Гц. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему, в колебательное движение. Вследствие этого необходимо проверить шины на механический резонанс.

Рассмотрим два варианта:

1.**Расположение шин в горизонтальной плоскости**

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{8 \cdot 120^3}{12} = 1152000 \text{ м м}^4 = 115.2 \text{ см}^4 \quad (95)$$

Пролет l определяется из условия, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц.

$$v_0 = \frac{125.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} \quad (96)$$

v_0 - *частотасобственныхколебанийдлямедныхшин*

l - *пролетмеждуизоляторами , м*

J - *момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы , см*^{4}

S - *площадьсеченияшины* $см^2$

$$l < \sqrt{\frac{125.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{115.2}{9.6}}$$

$$l < 1.47 \text{ м}$$

2.**Расположение шин в вертикальной плоскости**

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{120 \cdot 8^3}{12} = 5120 \text{ м м}^4 = 0.512 \text{ с м}^4 \quad (97)$$

$$l < \sqrt{\frac{125.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{0.512}{9.6}}$$

$$l < 0.38 \text{ м}$$

Выбираем расположение шин (Рис.32) в горизонтальной плоскости с длиной пролета 1.47 метра. Если собственные частоты системы меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает, и проверка шин на электродинамическую стойкость проводится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе к.з.

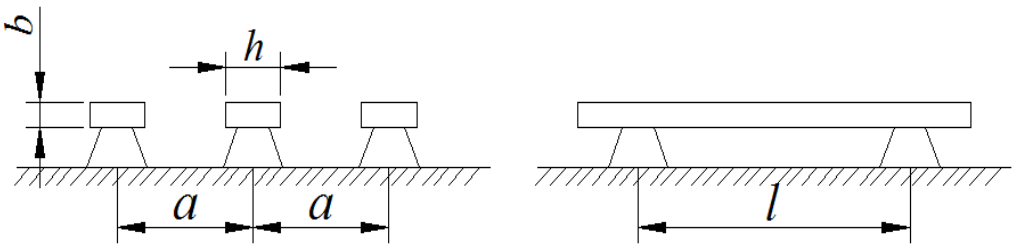


Рисунок 32 - установка жестких шин

4. Расчет механической прочности

Максимальная сила, приходящаяся на единицу длины при трехфазном к.з.:

$$f_{max} = \frac{\sqrt{3}\cdot 10^{-7}}{a} i_{уд}{}^2 \cdot K_ф \cdot K_{расп} = \frac{\sqrt{3}\cdot 10^{-7}}{0.735} 30700^2 \cdot 1 \cdot 1 = 222.1 \ \frac{Н}{м}$$

$$I_{ударное}^{расчетное} = \sqrt{2}\cdot I_{К2.nт}\cdot k_{уд} = \sqrt{2}\cdot 11.92 \cdot 1.82 = 30.7 \ кА$$

$K_ф$ - *коэффициент формы* (*Рис*.33)

$K_{расп}$ - *коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников*

$K_{расп} = 1$ - *расположение шин в одной плоскости* (*Рис*.32)

a - *расстояние между изоляторами* (

$a_{min} \geq 0.6$ *м т.к. может произойти перекрытие изоляции*

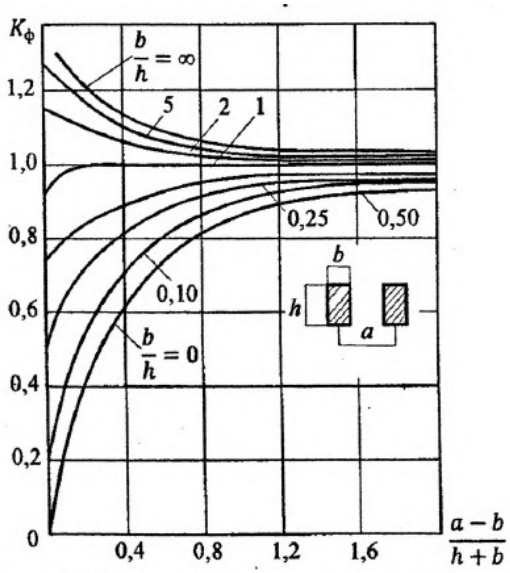


Рисунок 33 - диаграмма для определения коэффициента формы проводников прямоугольного сечения

Изгибающий момент от равномерно распределенной силы:

$$M = \frac{f_{max}\cdot l^2}{\lambda} = \frac{222.1 \cdot 1.47^2}{10} = 48 \ Н$$

λ - *коэффициент, учитывающий используемый тип шинной конструкции*

$\lambda = 10$ - *для трех и более пролетных опор*

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы ($см^3$):

$$W = \frac{b\cdot h^2}{6} = \frac{8\cdot 120^2}{6} = 19200 \ м\,м^3 = 19.2\,с\,м^3$$

Напряжение, возникающее в материале шин:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{48}{19.2} = 2.5 \ МПа$$

Допустимое напряжение для медного сплава марки МГМ:

$\sigma_{доп} = 171$ *Мпа*

Проверка:

$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

$2.5 \leq 171$

Вывод: Шины 120х8 принимаем к установки.

5.6 Выбор ОПН на 10 КВ

Предназначен для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением 10 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью.

Намечаем ограничитель перенапряжения типа ОПНП10/8.9/10/400УХЛ1(Рис.34)(Табл.46).

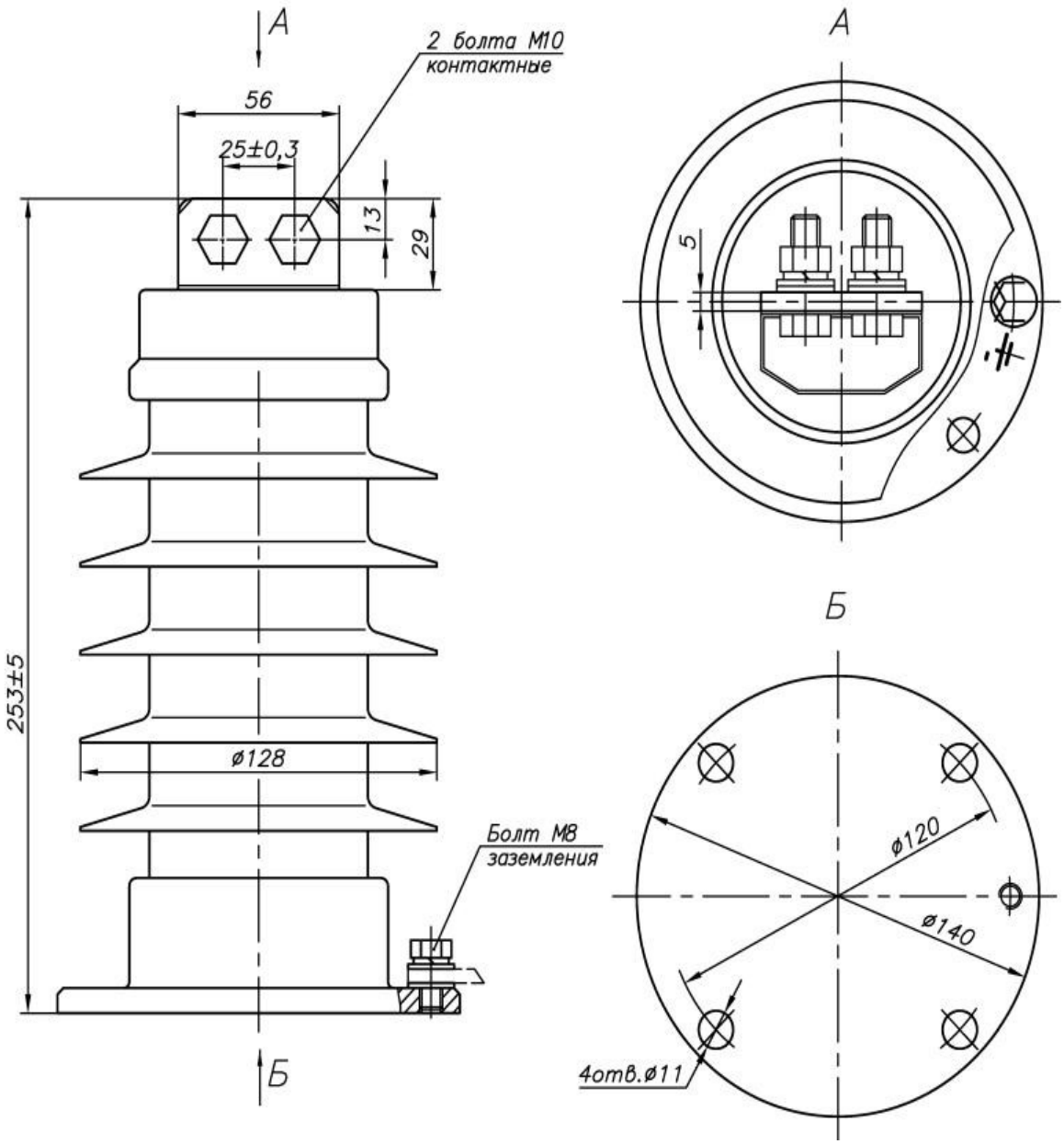


Рисунок 34 - Эскиз ОПНП 10/8.9/10/400 УХЛ1

Таблица 46 - Технические характеристики ОПНП 10/8.9/10/400 УХЛ1

Основные технические характеристики	ОПНП-10/8,9/

	10/400 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальное напряжение ОПН, кВ	11.1
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (Uнр), кВ действ.	8.9
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Остающееся напряжение при импульсном токе 30/60 мкс с амплитудой: — 250 А, кВ, не более — 500 А, кВ, не более — 1000 А, кВ, не более	 21.4 22.1 22.9
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой: — 5 кА, кВ, не более — 10 кА, кВ, не более — 20 кА, кВ, не более	 25.8 27.5 30.0
Остающееся напряжение при импульсном токе 1/(2-20) мкс с амплитудой 10 кА, кВ, не более	31.1
Пропускная способность: — 20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А, — с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ (Uнр)	400 2.1
Классификационное напряжение при классификационном токе 2 мА, кВ, не менее	11.4
Одноминутное испытательное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии, кВ действ. не менее	42
Одноминутное испытательное напряжение при частоте 50 Гц под дождем, кВ действ. не менее	28
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ, не менее	75
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	35
Удельная энергоемкость, кДж/кВ$_{действ.}$	4.5
Масса, кг	3.1

Ограничители выдерживают без повреждения воздействия:

а) 20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2000 мкс с амплитудой пропускной способности, указанной в обозначении ограничителя; при этом удельная поглощаемая энергия одного импульса на 1 кВ наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ($U_{нр}$) , указана в таблице;

б) 20 импульсов номинального разрядного тока - 10 кА;

в) 2 импульса большого тока 4/10 мкс с амплитудой 65 и 100 кА для ОПН с пропускной способностью 400 и 680 А соответственно.

Ограничители эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от минус 60 до плюс 45°С и высоте над уровнем моря не более 1000 м.

Уровень частичных разрядов на ограничителе, находящемся под напряжением 1,05 наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения, не выше 10 пКл.

Ограничители снабжены предохранительным устройством, обеспечивающим взрывобезопасность аппарата при максимальном установившемся значении периодической составляющей большого тока короткого замыкания 20 кА действ. длительностью (0,2±0,02)с и малого тока короткого замыкания (800±80) А действ. длительностью (2±0,2) с.

Сфера применения:

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц класса напряжения 10 кВ: ОПНП – в распределительных сетях с изолированной и компенсированной нейтралью, ОПНПО – в сетях с емкостным током замыкания на землю не более 10 А и нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, обеспечивающий отключение аппарата при однофазном замыкании на землю за время не более 5 с.

1. **По длительно допустимому рабочему напряжению**

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети, нормируемого ГОСТ 721

Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) не менее, чем на 2-5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН ($U_{нс}$)

$$U_{нр} \geq \frac{1.05 \cdot U_{нс}}{\sqrt{3}}$$

где $U_{нр}$ – длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;
$U_{нс} / \sqrt{3}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, кВ.

Согласно ГОСТ Р 55195-2012 [13], наибольшее рабочее линейное напряжение сети 10 кВ не должно превышать 12 кВ.

При этом длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее

$$U_{нр} \geq \frac{1.05 \cdot 12}{\sqrt{3}}$$

$$U_{нр} \geq 7.27 \ \ кВ$$

Данному условию удовлетворяет ОПН 10/8.9/10/400 УХЛ1, с Uнр=8.9 кВ

2. **По условию обеспечения взрывобезопасности**

Для ограничителя нормируется величина тока срабатывания противовзрывного устройства, при которой не происходит взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении.

При выборе ОПН с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение больше значения тока (однофазного или трехфазного) к.з., определенного для данного РУ.

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.2) \cdot I_{кз}$$

где $I_{вб}$ – ток взрывобезопасности ОПН,

$$I_{вб} = 65 \ \ кА$$

$I_{кз}$ – наибольший из токов КЗ (трехфазный),
Iкз=11.92 кА.

Для ОПН с $I_{вб} \geq 40 \ \ кА$, введение коэффициента не требуется
65 кА>11.92 кА – условие выполняется.

3. **По номинальному разрядному току**

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН.
2500А - низковольтные ОПН на классы напряжения 0.38 и 0.66кВ.
5000А - ограничители для защиты распределительных сетей 3.6 и 10кВ от грозовых перенапряжений.

10000А - ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330кВ.
20000А - ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 220 до 500кВ.

Выбор номинального разрядного тока производят в случае установки ОПН для защиты от грозовых перенапряжений.

Номинальный разрядный ток принимают равным 10кА в следующих случаях:
В районах с интенсивной грозовой деятельностью более 50грозовых часов в год;
В сетях с ВЛ на деревянных опорах;
В схемах грозозащиты двигателей и генераторов присоединенных к ВЛ;
В районах с высокой степенью промышленного загрязнения;
В схемах грозозащиты к которым предъявляются повышенные требования к надежности.
Номинальному разрядному току 10кА ответствует 1. 2 и 3 классы по пропускной способности номинальному разрядному току 20кА – 4 и 5 классы по пропускной способности.

Для выбранного ОПН $I_{ном} = 10\ кА$

$I_{ном} \geq 5\ кА$,

$$10\ кА \geq 5\ кА$$

4. **По условиям работы в квазистационарном режиме**

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики После окончания переходного процесса при коммутации элементов электрической сети могут возникать временные установившиеся повышения напряжения (квазиустановившиеся перенапряжения) с амплитудой Uy, существующие в течении времени ty до тех пор, пока они не будут устранены специальными мерами или не произойдет их самоликвидация.

Способность ОПН выдерживать эти воздействия определяется следующим условием :

$t_в \geq t_у$,где

$t_в$ - время, в течении которого ОПН выдерживает воздействие амплитудного напряжения квазиустановившегося перенапряжения ($U_у$), возникшего после окончания переходного процесса, с;

$t_у$ - время, в течении которого длится квазиустановившееся перенапряжение, с.

При этом наибольшая величина установившегося напряжения для сети 110 кВ должна быть не менее:

$$U_y \geq 1.4 \cdot U_ф$$
$$U_y \geq 1.4 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}}$$
$$U_y \geq 9.7\ кВ$$

ОПН должен выдерживать данное напряжение в течение времени, превышающем наибольшее время действия защит, для сети 10 кВ это время ($t_у$) равно 1.5 с.

Определяется это по вольт-временным характеристикам (Рис.35) ОПН, предоставляемым производителем.

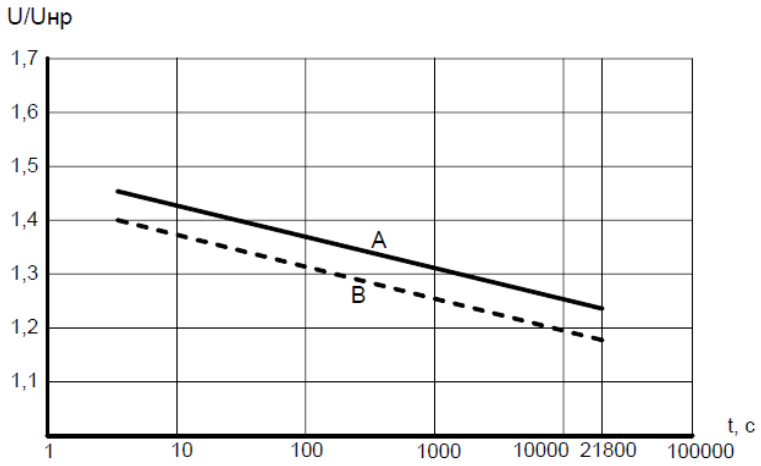


Рисунок 35 - Вольтвременные характеристики ограничителей перенапряжений

А- ОПН в исходном состоянии

В -ОПН при предварительном воздействии 2-х импульсов тока пропускной способности длительностью 2000 мкс с удельной поглощаемой энергией одного импульса 2.1 кДж на 1 кВ $U_{нр}$

По указанию преподавателя зададимся вольт-временной характеристикой (Рис.35) при предварительном воздействии 2-х импульсов тока пропускной способности длительностью 2000 мкс с удельной поглощаемой энергией одного импульса 2.1 кДж на 1 кВ $U_{нр}$, тогда для $U_у/U_{нр}$=9.7/8.9=1.1 - $t_в$=40000 с

$$t_в \geq t_у$$

40000 1.5

5. **По уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе**

В настоящее время испытательные напряжения, а значит и уровни изоляции электрооборудования, скоординированы с остающимся напряжением вентильных разрядников (РВ). Отсюда следует, что остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения РВ при тех же токах координации.

$$U_{ост.гр.} < U_{ост.рв.},\ где$$

$U_{ост.гр.}$- остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, $U_{ост.гр.} = 30\ кВ$;

$U_{ост.рв.}$, - остающееся напряжение на разряднике при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, Uост.рв=39.1 кВ, согласно ГОСТ 16357-83 [14] .

30 кВ< 39.1 кВ

6. **По уровню ограничения коммутационных перенапряжений**

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения *UKU* коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования

$$U_{ост} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)},\ где$$

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 500 А, формой 30/60 мкс, Uост=22.1 кВ ;

$U_{ки}$ - испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ.

$$U_{ки} = K_и \cdot K_к \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50}, \text{ где}$$

$U_{исп50}$ - испытательное напряжение частоты 50 Гц для внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{исп50}$=42 кВ, согласно ГОСТ Р 55195-2012[13].

Ки - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, $K_и = 1.35$;

Кк - коэффициент акумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_к = 0.9$.

$$U_{ки} = 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 42 = 72.17$$

$$22.1 < \frac{72.17}{1.2}$$

$$22.1 < 60.1$$

7. **По длине утечки внешней изоляции ОПН**

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее, указанной в ГОСТ 9920-89 [15] . Для номинального напряжения сети 10 кВ и степени загрязнения II длина пути утечки составляет 28 см. По каталогу ОПНП 10/8.9/10/400Полная длина пути утечки составляет не менее 35 см. Условие выполняется.

8.**По энергоемкости**

$$W_{опн} = W_{уд} \cdot U_{нр} \qquad (98)$$

$W_{опн}$ - *Общая энергоемкость выбранного ОПН*

$W_{уд} = 2.7 \frac{кДж}{кВ_{действ}}$ -Удельная энергоемкость выбранного ОПН

$U_{нр} = 8.9$ *кВ*– длительно допустимое рабочее напряжение выбранного ОПН

$$W_{опн} = W_{уд} \cdot U_{нр} = 4.5 \cdot 8.9 = 40 \text{ кДж} \qquad (99)$$

Расчет энергоемкости ограничителей следует проводить в случаях установки их в электрических сетях 3-35кВ с изолированной или компенсированной нейтралью для защиты от коммутационных (дуговых) перенапряжений. В этом случае наибольшие энергетические воздействия соответствуют работе ограничителя придуговых перенапряжениях однофазного замыкания на землю.

Токовые и энергетические воздействия наограничитель и рассеиваемая им энергия в этом режиме определяют расчетом по любой программе расчета переходных процессов, позволяющей учитывать величину емкостного токазамыкания на землю, степень его компенсации, наличие и величину реактанса токоограничивающих реакторов.

При расчетах принимают 10% недокомпенсацию емкостного токазамыкания на землю, которая моделирует возможный аварийный режим.

Суммарная энергия, рассеиваемая ограничителем за одно замыкание с учетом повторных замыканий, может быть определена как

$$W_{\square} = n \cdot W_1 \qquad (100)$$

Где W_1—наибольшая энергия, рассеиваемая ограничителем в одном цикле гашение $W_{\square}$ - зажигание (гашение в ноль токапромышленной частоты и повторное зажигание в момент максимума восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе).

$$n = 30 - 0.1 \cdot I_c \qquad (101)$$

где: n - число зажиганий с наибольшей энергией за одно замыкание на землю, определяемое по эмпирической формуле, полученной на основе сетевых испытаний;

I_c - емкостный ток замыкания на землю для сети с изолированной нейтралью, либо ток недокомпенсации для сети с компенсацией емкостного тока на землю, определяется на основе расчета или непосредственных измерений в эксплуатации.

При установке на присоединениях RC-цепочек, I_C должно быть определено с учетом емкостей этих цепочек.

При наличии в сети токоограничивающих реакторов расчет величины W1 следует проводить с учетом их расстановки в сети, включая схемы источников питания (например секционные реакторы).

Суммарная расчетная энергия, рассеиваемая ОПН за время ограничения дуговых замыканий, должна быть не более нормируемой для него энергии

$$W_{опн} \geq W_{\square}$$

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования($U_{ки}$).Значения$U_{ки}$для различных видов защищаемого оборудования приводятся в каталожных данных.

Расчетный ток коммутационного перенапряжения зависит от вида и величины неограниченных перенапряжений. Значение этого тока и соответствующее ему значение остающегося напряжения на ограничителе определяют либо по программе расчета переходных процессов для рассматриваемой коммутации, либо, с некоторым запасом по значению остающегося напряжения конкретного типа ОПН при коммутационном импульсе 30/60 мкс с амплитудой 500 А.

Для выбранного ОПН $U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 500 А, формой 30/60 мкс, Uост=22.1 кВ ;

Рассчитываем энергию, поглощаемую ОПН в процессе дуговых замыканий (Рис.36):

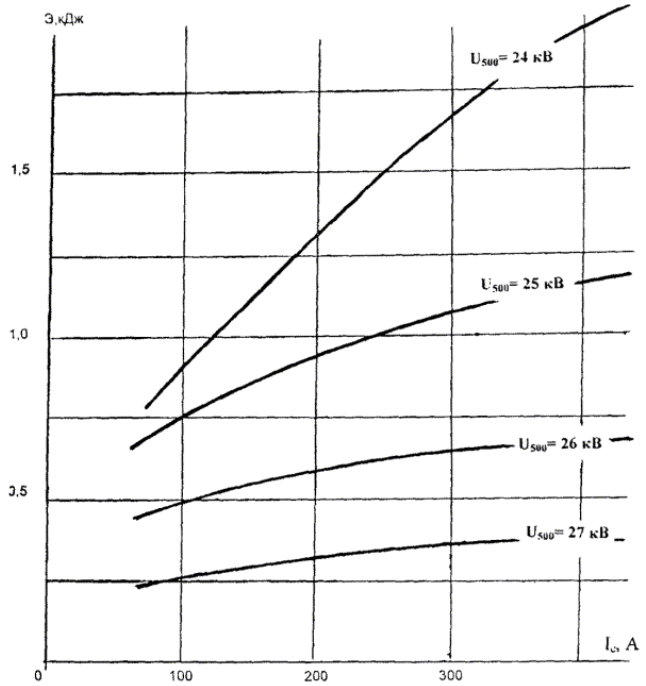


Рисунок 36 - Обобщенные расчетные зависимости рассеиваемой ограничителем энергии за один цикл гашение-зажигание ($Э_1$) в кабельной сети 10 кВ от емкостного тока однофазного замыкания на землю (I_C) и параметра ограничителя U_{500}

Определяем энергию одного зажигания по рисунку 36 для тока однофазного замыкания на землю, равном 200 А иU_{500}= 24 кВ (округлили в большую сторону) $Э_1$= 1.3 кДж.

- Определяем расчетное число повторных зажиганий:

при недокомпенсации 10 % значение тока недокомпенсации составит: I_C= 200 · 0.1 = 20 А;

$$n = 30 - 0.120 = 28$$

$$Э_{❑} = n \cdot Э_1 = 28 \cdot 1.3 = 36.4 \ кДж \qquad (102)$$

Энергоемкость выбранного ОПН $W_{опн} = 40 \ кДж$, т.е. с запасом удовлетворяет требованию:

$$W_{опн} \geq W_{❑}$$
$$40 \geq 36.4$$

5.7 Выбор комплектного распределительного устройства

РУ напряжением 10 кВ проектируемой ПС представляет собой комплектное распределительное устройство выкатного исполнения внутренней установки. Основным достоинством КРУ выкатного исполнения является быстрая взаимозаменяемость аппаратов, установленных на выкатной тележке, что очень важно для крупных и ответственных электроустановок. Отсутствие разъединителей и применение вместо них специальных скользящих контактов штепсельного типа позволяет повысить надежность камер и удобство их технического обслуживания.

Намечаем РУ-ЕС-01-10 (Рис.37,37.1,37.2,37.3)

Комплектные распределительные устройства серии РУ-ЕС-01-10 в металлической оболочке с вакуумными выключателями кассетного типа предназначены для приема и распределения электрическойэнергии трехфазного переменного тока напряжением до

10 кВ на токи от 630 до 3150А, частотой 50 и 60 Гц в сетях с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью (Таб.47).

Устройства серии РУ-ЕС-01-10 обеспечивают:

• надежность бесперебойного энергоснабжения;

• малые массогабаритные показатели;

• безопасность обслуживающего персонала;

• многоуровневую систему механических и электрических блокировок исключающую ошибочные действия оператора;

• простоту установки, эксплуатации и технического обслуживания;

• незначительные усилия ручных переключений;

• установку в низковольтном отсеке любых микропроцессорных терминалов защиты по требованию заказчика, разработаны альбомы стандартных схем для SEPAM, TOP;

• невысокую стоимость в сочетании с высокой функциональностью.

Все металлические поверхности ячеек имеют антикоррозийное покрытие.

Внешние поверхности выполняются из стального листа с гальваническим покрытием в соответствии с ISO 3575, либо из импортной оцинкованной стали в соответствии с ISO 5002. На лицевые панели нанесено порошковое покрытие по ГОСТ 9.410-88 [16]. Пластиковые элементы выполнены из не поддерживающей горения пластмассы. На фасаде ячеек имеются простые и понятные инструкции по оперированию выключателем и заземляющим разъединителем, на передних панелях нанесены мнемосхемы состояния компонентов устройства.

КРУ серии РУ-ЕС-01-10 применяются на электрических станциях, на районных подстанциях электрических сетей, на понизительных подстанциях промышленных и гражданских объектов.

Нормальная работа РУ-ЕС-01-10 обеспечивается при установке на высоте над уровнем моря не более 1000 м.

Допускается эксплуатация РУ-ЕС-01-10 на высоте над уровнем моря более 1000 м, при этом следует руководствоваться указаниями ГОСТ 15150 [11], ГОСТ 8024 [17] и ГОСТ Р 55195-2012 [13].

Нормальные условия эксплуатации для устанавливаемого в помещении оборудования в соответствии с нормами МЭК и ГОСТ 15150-69 [18]:

• температура воздуха — не выше 40 °С, среднесуточная менее 35 °С, не ниже -25 °С;

• окружающая среда — отсутствие или малое содержание пыли, дыма, коррозийных или пожароопасных газов или паров, а также соли;

• влажность — среднесуточная относительная влажность не более 95 %, среднемесячная относительная влажность не более 90%, среднесуточное давление пара не более 2,2 кПа, среднемесячное давление пара не более 1,8 кПа;

• виброустойчивость — соответствуют группе М6 по ГОСТ 17516.1-90 [19].

• сейсмостойкость – 9 баллов по шкале MSK-64.

РУ-ЕС-01-10 соответствуют ГОСТ 14693-90 [20].

5.8 Конструкция РУ-ЕС-01-10

С целью обеспечения безопасности, ячейки разделены металлическими перегородками на отдельные отсеки (Рис.37).

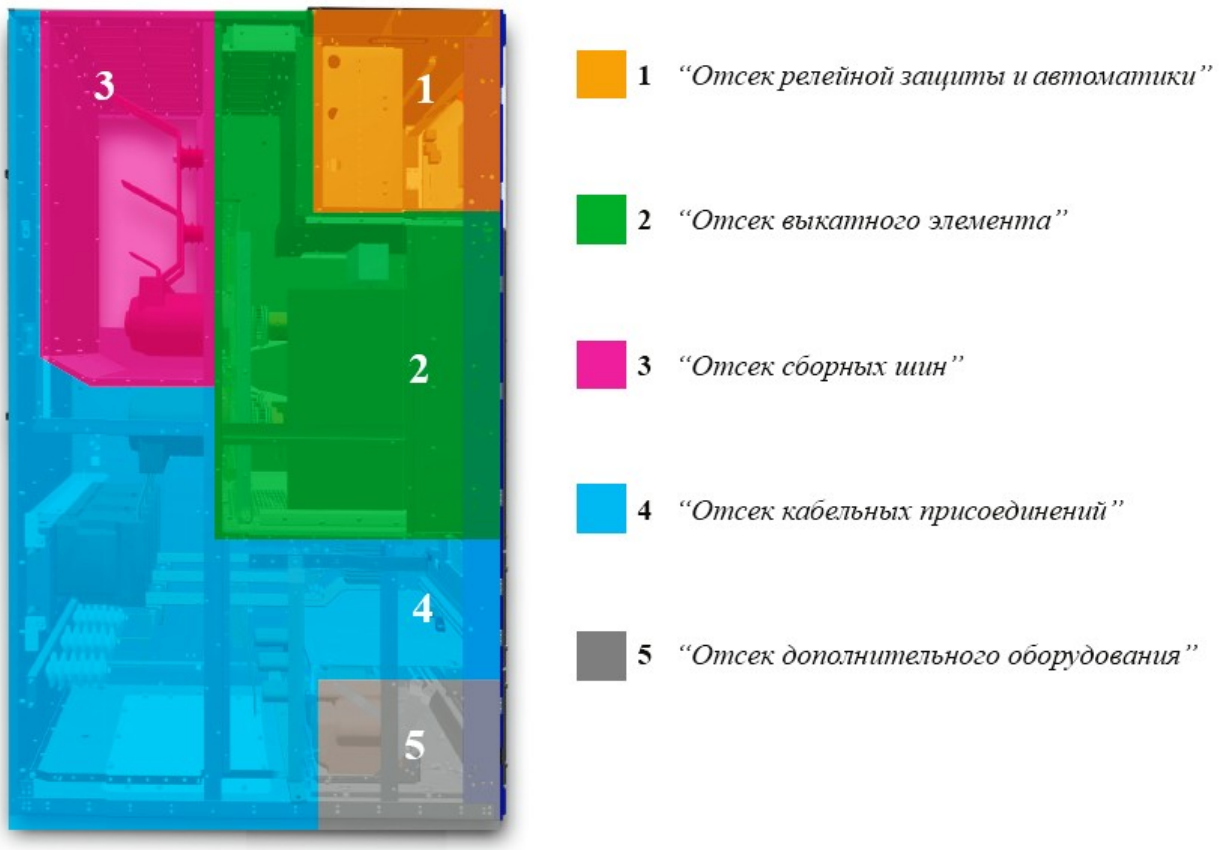
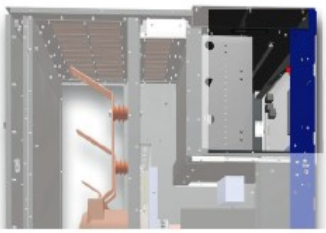


Рисунок 37 -расположение отсеков РУ-ЕС-01-10

1. Отсек релейной защиты и автоматики

В отсек входят:

- многофункциональные цифровые блоки релейной защиты;
- устройства защиты цепей вторичной коммутации;
- устройства контроля и сигнализации;
- вспомогательные контакты, клеммники и разъемы НН.



2. Отсек выкатного элемента

В отсек входят:

- вакуумный выключатель или разъединитель кассетного типа;
- кассета со скользящим шторочным механизмом и проходными изоляторами.

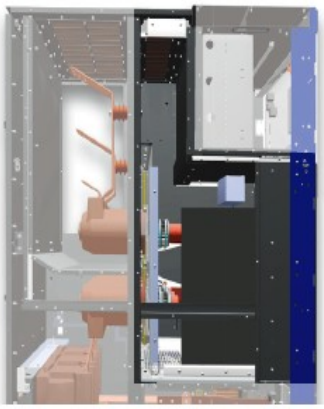


Рисунок 37.1 – Отсеки 1 и 2 РУ-ЕС-01-10

3. Отсек сборных шин

Благодаря плоским медным шинам со скругленными краями обеспечивается равномерное распределение электрического поля.

Нет необходимости в специальных требованиях по обслуживанию сборных шин.

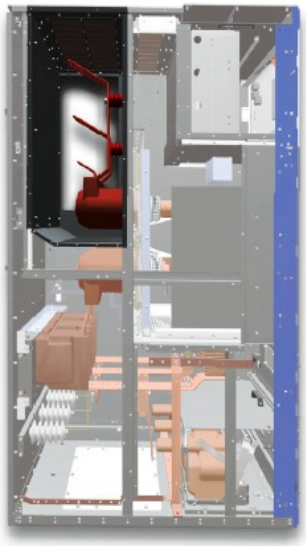


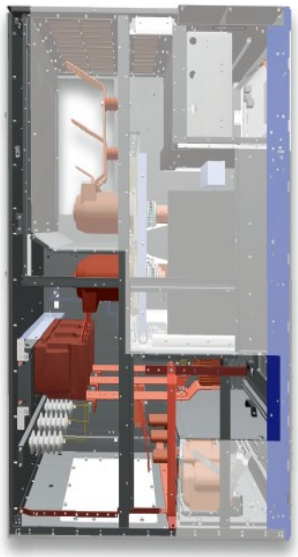
Рисунок 37.2 – Отсек 3 РУ-ЕС-01-10

4. Отсек кабельных присоединений

Легкий доступ в отсек обеспечивается со стороны передней двери и со стороны задней панели.

В отсек входят:

- присоединения кабелей к шинам;
- узел ввода кабелей;
- ОПН;
- трансформаторы тока;
- заземляющий разъединитель с быстродействующим приводом.



5. Отсек дополнительного оборудования

В отсеке дополнительного оборудования устанавливается выкатной модуль трансформаторов напряжения. При установке трансформаторов напряжения нижняя дверь разделяется на две независимые двери. Верхняя дверь (кабельный отсек) обеспечивает доступ к заземляющим ножам. Нижняя же дверь обеспечивает доступ к трансформаторам напряжения.

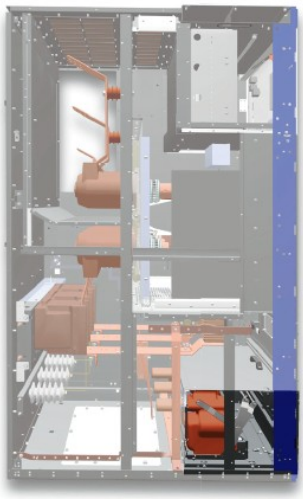


Рисунок 37.3 - Отсеки 4 и 5 РУ-ЕС-01-10.

Таблица 47 - Технические характеристики РУ-ЕС-01-10

	Номинальные значения	Расчетные значения
Номинальное напряжение (линейное), кВ	10	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток главных цепей, А	2500	2367.1
Номинальный ток сборных шин, А	2500	2367.1
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31.5	31.5
Ток термической стойкости, кА	31.5	31.5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	85	85
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	IP 40	-

Вывод: РУ-ЕС-01-10 принимается к установке.

6 Собственные нужды подстанции

Приемниками электроэнергии системы собственных нужд (СН) проектируемой ПС являются:

— устройства релейной защиты и автоматики (РЗиА);
— электродвигатели системы охлаждения трансформаторов;
— устройства обогрева приводов выключателей и разъединителей;
— устройств управления приводов высоковольтных выключателей;
— электрическое отопление и освещение;
— система пожаротушения;
— аварийное освещение;
— устройств сигнализации;
— устройств противоаварийной автоматики;
— устройств коммерческого учета электроэнергии;
— устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗиА (резерв);
— приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ;

Для функционирования системы электроснабжения потребителей СН проектируемой ПС принят переменный и постоянный оперативный ток. Тип оперативного тока выбран на основе анализа главной электрической схемы и конструктивного исполнения проектируемой ПС, а также в соответствии с составом принятого к установке оборудования.

Постоянный оперативный ток предназначен для питания наиболее ответственных потребителей СН систем релейной защиты, управления, телемеханики и связи, систем приводов выключателей, поскольку для надежности электроснабжения этих электроприемников необходимо наличие независимого источника энергии – аккумуляторной батареи.

Схема питания потребителей СН функционирует следующим образом. Подключение ТСН через предохранители между силовым трансформатором и выключателем ввода. В этом случае существенно увеличивается надёжность, так как при к.з. происходит срабатывание силового выключателя, и потери ТСН не происходит.

Таким образом, в ОПУ проектируемой подстанции требуется установка двух щитов СН: щита СН переменного тока и щита СН постоянного тока.

Щит СН переменного тока состоит из двух распределительных панелей; шины щита СН переменного тока секционированы автоматическим выключателем. С шин этого щита получает питание следующая силовая нагрузка: система охлаждения трансформаторов, система привода разъединителей; система обогрева приводов выключателей и разъединителей, электрическое отопление и рабочее освещение.

Щит СН постоянного тока состоит из трех панелей: две крайние являются распределительными, а средняя панель – вводная. К распределительным панелям по магистральным схемам подключается нагрузка, состоящая из цепей релейной защиты, автоматики, телемеханики, связи, аварийного освещения, систем приводов выключателей и системы пожаротушения, а вводная служит для подключения зарядно-подзарядного устройства (УЗП) и аккумуляторной батареи (АБ). В нормальном режиме питание нагрузок щита СН постоянного тока осуществляется через АБ, которая служит в качестве источника постоянного оперативного тока.

АБ подключается к вводной панели щита постоянного тока в целях обеспечения надежного питания оперативных цепей. АБ устанавливается рядом в ОПУ в отдельных шкафах рядом со щитом собственных нужд. Поскольку батарея служит в качестве источника основного и резервного питания постоянно включенной нагрузки оперативных цепей и на нее ложится нагрузка тока толчковой нагрузки силовых цепей, следовательно, емкость батареи будет большая и потребуется отдельное помещения для АБ.

6.1 Система оперативного постоянного тока

Аккумуляторная батарея (Рис.39) (АБ) является независимым источником электроэнергии в системе собственных нужд проектируемой ПС и предназначена для питания оперативных цепей релейной защиты, автоматики, системы приводов выключателей (Таб.48), телемеханики, связи и сети аварийного освещения при нарушении нормальной работы установки в течение времени, необходимого для восстановления нормального режима работы системы

Всех потребителей энергии, получающих питание от АБ можно разделить на три группы:

— Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на АБ зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Поскольку постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи значение постоянно включенной нагрузки принимаем 25А.

— Временная нагрузка, появляющаяся при потере собственных нужд при работе в автономном режиме, а именно, токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность не менее 2 ч).

— Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 секунд) создаться токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защит, кратковременны обтекаемых током. Значения токов, потребляемых электромагнитами включения и отключения выключателей приведены в таблице 45

Таблица 48 - Технические характеристики приводов выключателей

Тип выключателя	Тип привода	Потребляемый ток привода, А	
		при включении	при отключении
LTB145D1/B	пружинный с запасенной энергией	до 2.5	до 10
VD4 12.25.31			
VD4 12.06.31			

В соответствии с техническими требованиями к системе оперативного постоянного тока (СОПТ) типовой состав каждого комплекта СОПТ (Рис.40) содержит следующие компоненты:

— две АБ;

— четыре стационарных УЗП(устройство зарядно-подзарядное);

— два щита постоянного тока (ЩПТ);

Для каждой АБ должен быть предусмотрен отдельный ЩПТ с секционными разъединителями для перевода нагрузки с одной секции на другую. Каждая батарея должна выбираться с учетом их суммарной нагрузки.

6.2 Выбор аккумуляторной батареи

В соответствии с ПТЭ напряжение постоянного тока на шинах, питающих устройства РЗиА и ПА, цепи управления высоковольтных выключателей допускается поддерживать в пределах 220+5%, что составляет 231 В. Напряжение на шинах ЩПТ будет несколько выше указанного (примерно на 0,3–0,5 В) и составит 231,3–231,5 В.

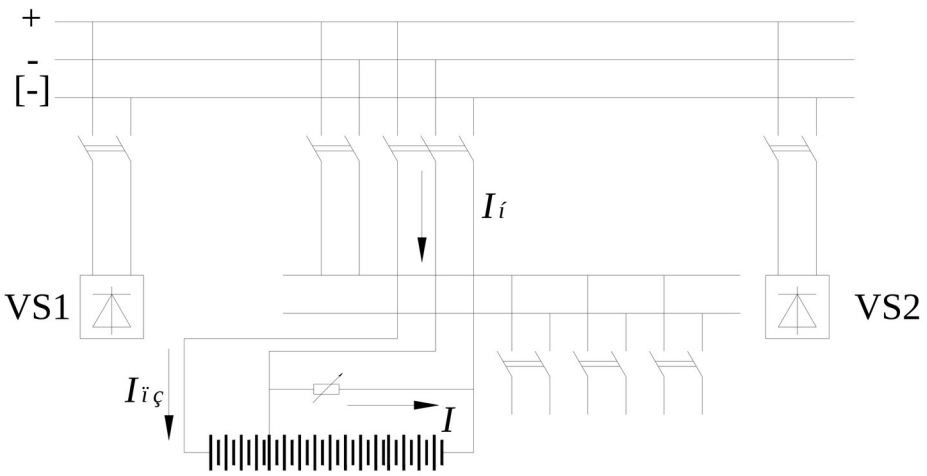


Рисунок 39 - Схема аккумуляторной установки

Выбранная АБ должна обеспечивать (Таб.49):

— напряжение не менее $0{,}8 \cdot U_{НОМ}$ (176 В при $U_{НОМ} = 220\ В$) на шинах СОПТ, питающих устройств РЗА и ПА, цепей управления силовых выключателей при любом толчковом токе в СОПТ (Таб.49);

— включение одного (или двух) высоковольтных выключателей с электромагнитными приводами после двухчасового аварийного разряда АБ током нагрузки;

— напряжение не менее $0.85 \cdot U_{НОМ}$ на электромагните включения силового выключателя при его работе в любом режиме;

Величину емкости выбираем исходя из наибольшего толчкового тока и наибольшей отдаваемой емкости в ампер-часах.

Таблица 49 - Токовая загрузка электроприемников собственных нужд

Вид потребителя	Кол-во электроприемников, шт	Параметры электроприемника, А	Параметры аварийного режима	
			Ток толчковой нагрузки,А	Ток номинальной нагрузки, А
Постоянные потребители	-	20	-	20
Аварийное освещение	-	160	-	160
Привод LTB145D1/ B	7	2.5	17.5	-
Привод VD4	14	10	180	-
Оперативная связь	-	30	-	30

Итого:	197.5	210

Расход емкости при двухчасовом разряде определяется по выражению:

$$C_1 = \frac{I_{нагр.АБ} \cdot 120}{60} = \frac{210 \cdot 120}{60} = 420 \;\; A \cdot ч \qquad (103)$$

Расход емкости - при односекундном токе разряда (1/60 мин) в момент включения выключателей определяется по следующему выражению:

$$C_2 = \frac{I_{т.полн}}{3600} = \frac{407.5}{3600} = 0.113 \;\; A \cdot ч \qquad (104)$$

где $I_{т.полн} = I_{нагр.АБ} + I_{т.вык}$ – полный толчковый ток приходящийся на АБ в аварийном режиме работы.

$I_{нагр.АБ}$ – рабочий ток АБ в нормальном режиме.

$I_{т.вык}$ – толчковый ток при включении (отключении) силовых выключателей.

Тогда полная отдаваемая емкость АБ определяется по выражению:

$$C = k \cdot (C_1 + C_2) = 1.25 \cdot (420 + 0.113) = 525.11 \;\; A \cdot ч \qquad (105)$$

где $k = 1.25$ – повышающий коэффициента, введенный для увеличения расчетной емкости АБ с целью обеспечения отдаваемой мощности АБ в конце срока службы.

Приведенное время разряда батареи составляет:

$$t_{ПРИВ} = \frac{C}{I_{Т.АБ}} = \frac{525.11 \cdot 60}{407.5} = 77.3 \;\; минут \qquad (106)$$

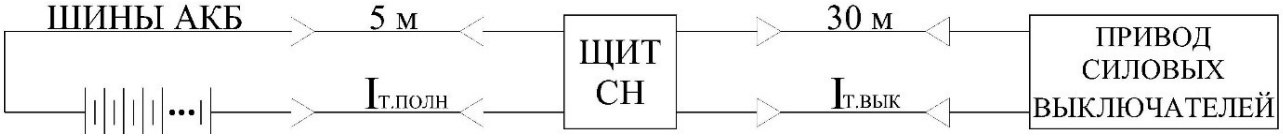


Рисунок 40 - Схема СОПТ

С учетом схемы замещения на рисунке 40 определим падение напряжения в СОПТ:

$$\Delta U = (I_{нагр.АБ} + I_{т.вык}) \cdot (R_{ОШ} + R_{КБ1} + R_{К1}) + I_{Т.ВЫК} \cdot (R_{КБ2} + R_{К2}) \qquad (107)$$

где $R_{К1} = R_{К2} = 2 \;\; мОм$ – суммарные сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей, рубильников и болтовым соединений.

$R_{КБ1}$ – сопротивление кабеля от АБ до шин ЩПТ (главные шины на ЩПТ). В качестве проводника соединяющий АБ со ЩПТ выбран кабель типа ВВГнг 1×150.

$$R_{КБ1} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{S} = \frac{0.018 \cdot 5 \cdot 2}{150} = 1.2 \;\; мОм \qquad (108)$$

$R_{КБ2}$ – сопротивление кабеля от шин ЩПТ до приводов силовых выключателей. В качестве проводника соединяющий ЩПТ с приводами силовых выключателей выбран кабель типа ВВГнг 1×150.

$$R_{КБ2} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{S} = \frac{0.018 \cdot 30 \cdot 2}{150} = 7.2 \ \ мОм \quad (109)$$

$R_{ОШ}$ – сопротивление ошиновки АБ. Ошиновка выполнена кабелем типа ВВГнг 1×150. Суммарная длина ошиновки АБ принята 10 м.

$$R_{КБ2} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{S} = \frac{0.018 \cdot 10 \cdot 2}{150} = 2.4 \ \ мОм \quad (110)$$

Падение напряжения составит:

$$\Delta U = (210 + 197.5) \cdot (2.4 + 1.2 + 2) + 197.5 \cdot (7.2 + 2) = 4.1 \ \ B \quad (111)$$

Минимально допустимое напряжение на АБ составляет:

$$U_{АБ.мин} = \ 0.8 \cdot U_{НОМ} + \Delta U = 0.8 \cdot 220 + 4.1 = 180.1 \ \ B \quad (112)$$

Аккумуляторные батареи в СОПТ работают в режиме постоянного подзаряда. При этом напряжение постоянного подзаряда в одном элементе составляет для большинства аккумуляторов $U_{ЭЛ} = 2.23 \ \ B$.

Количество элементов АБ составит:

$$n = \frac{1.05 \cdot 220}{2.23} = 103{,}58 \approx 104 \ \ шт \quad (113)$$

Минимально допустимое напряжение на одном элементе:

$$U_{Э.МИН} = \frac{U_{АБ.мин}}{104} = \frac{180.1}{104} = 1.73 \ \ B \quad (114)$$

Согласно вышеприведенному анализу, выбираем аккумуляторную батарею 6 GroE 600 (Таб.50,51) в колличестве 104 шт.

Таблица 50 - Технические параметры АБ 6 GroE 600

Тип	U, B	Емкость C_{10} 1,8 В/эл., 20℃	L,мм	W,мм	H,мм	Вес с электролитом, кг	Тип вывода
6 GroE 600	2	600	338	268	590	104	F-M8

Таблица 51 - Разрядные характеристики АБ 6 GroE 600

Конечное напряжение 1.70 В/эл. – разряд. А										
30 сек	1 мин	2 мин	3 мин	5 мин	10 мин	30 мин	1 ч	3 ч	5 ч	10 ч
1008.0	1008.0	1008.0	1008.0	1008.0	870.0	576.0	393.0	175.2	117.0	68.4
Конечное напряжение 1.80 В/эл. – разряд. А										
30 сек	1 мин	2 мин	3 мин	5 мин	10 мин	30 мин	1 ч	3 ч	5 ч	10 ч
684.0	684.0	684.0	684.0	684.0	666.0	468.0	336.0	165.0	111.0	64.2
Конечное напряжение 1.9 В/эл. – разряд. А										
30 сек	1 мин	2 мин	3 мин	5 мин	10 мин	30 мин	1 ч	3 ч	5 ч	10 ч
300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	273.0	240.0	127.8	91.8	54.6

В качестве устройства заряда-подзаряда выбрано УЗП 110-220 производства ЗАО «СОЮЗЭНЕРГО» совместно с ООО «Пром-Автоматика».

6.3 Схема питания электроприемников собственных нужд

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции напряжением 110 кВ с числом присоединений на стороне ВН не более 4 принимается одинарная секционированная выключателем система сборных шин (Рис.41). Трансформаторы СН 10/0.4 кВ присоединяются к каждой секции 0.4 кВ через автоматические выключатели (АВ). На секционном выключателе (СВ) 0.4 кВ должно быть предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР). Питание секций СН 0,4 кВ осуществляется от силовых трансформаторов через АВ. Отходящие линии 0,4 кВ защищаются АВ.

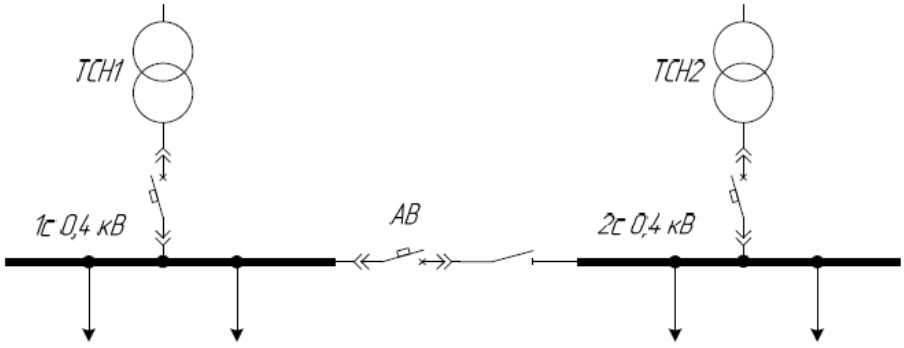


Рисунок 41 - Схема с одной секционированной рабочей системой шин

6.4 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Мощность ТСН, питающих шины 0.4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Следует отметить, что от сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается.

Суммарная мощность приемников в зимний и летний период работы согласно таблице 52 равна:

$$\sum S_{ЗИМ} = \sqrt{\left(\sum P_{ЗИМ}\right)^2 + \left(\sum Q_{ЗИМ}\right)^2} = \sqrt{153.82^2 + 1.15^2} = 153{,}83 \;\; кВ \cdot А \qquad (115)$$

$$\sum S_{ЛЕТ} = \sqrt{\left(\sum P_{ЛЕТ}\right)^2 + \left(\sum Q_{ЛЕТ}\right)^2} = \sqrt{34.89^2 + 1.15^2} = 34.9 \;\; кВ \cdot А, \qquad (116)$$

где $\sum S$ – суммарная полная мощность нагрузки, $кВ \cdot А$; $\sum P$ – суммарная активная мощность нагрузки $кВт$; $\sum Q$ – суммарная реактивная мощность нагрузки $кВ \cdot Ар$.

В ремонтных условия в учетом допустимой перегрузки на 15% ($K_П = 1.15$):

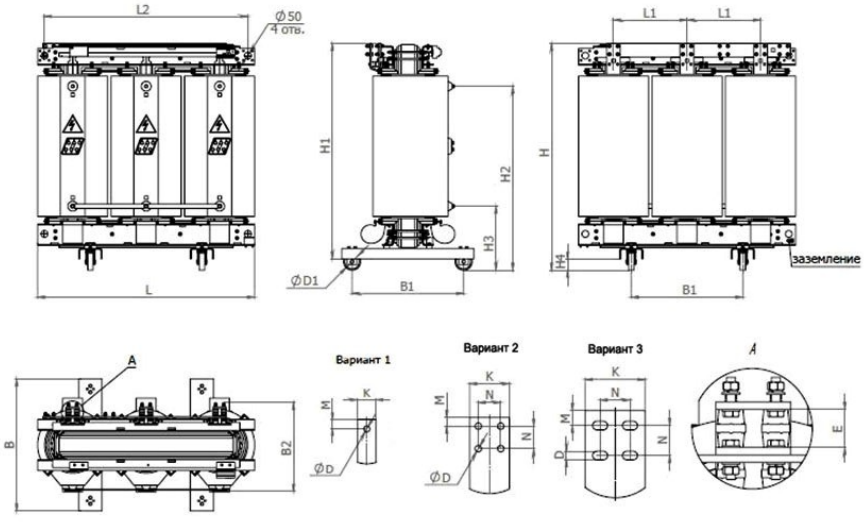
$$S_{ТСН} \geq \frac{\sum S_{ЗИМ} + \sum S_{РЕМОНТ}}{2 \cdot K_П} = \frac{156.83 + 34{,}9}{2 \cdot 1.15} = 82.05 \;\; кВ \cdot А \qquad (117)$$

К установке принимаются два трансформатора ТЛС-100(Рис.42). Мощность 100 кВА.

Трансформаторы силовые сухие с литой изоляцией серии ТЛС изготавливаются по ТУ 16-2006 ОГГ.670.121.044 ТУ [21] в классе напряжения 6 и 10 кВ, мощностью от 10 до 2500 кВА, климатического исполнения «УХЛ», категории размещения 2 по ГОСТ 15150 [11].

Обмотки литых трансформаторов обладают высокой механической прочностью и устойчивы к воздействию токов короткого замыкания. Литая изоляция обмоток пыле и влагонепроницаемая, что исключает процесс сушки перед вводом в эксплуатацию, в отличие от трансформаторов с воздушно барьерной изоляцией.

Применение схемы шихтовки «Step-lap» для стали с малыми удельными потерями, а так же уменьшение магнитной нагрузки позволило получить относительно низкий уровень потерь и тока холостого хода и снизить уровень шума.



Тип трансформатора	Размеры, мм																		Масса, кг
	L	L1	L2	H	H1	H2	H3	H4	B	B1	B2	D1	Вариант	E	K	M	N	D	
ТЛС-100	1120	370	1030	995	930	690	330	62	600	500	425	80	1	-	30	15	-	11	670

Рисунок 42 - Общий вид ТЛС-100

Таблица 52 - Расчет нагрузки

Наименование групп электроприемников	Установленная мощность				Расчетная нагрузка на трансформатор					
					Летний период			Зимний период		
	Мощн.	Кол-во	Полн. мощн.		k_C, о.е.	$P_{ЛЕТ}$, кВт	$Q_{ЛЕТ}$, кВАр	k_C, о.е.	$P_{ЗИМ}$, кВт	$Q_{ЗИМ}$, кВАр
	кВт	шт.	кВт							
Освещение ОРУ с ОПУ	-	-	11,2	1,0	0,5	5,6	0,0	0,5	5,6	0,0
Освещение ЗРУ с ОПУ	-	-	1,5	1,0	0,7	1,05	0,0	0,7	1,05	0,0
Электроотопление ЗРУ с ОПУ	-	-	27,0	1,0	-	-	-	1	27,0	0,0
Обогрев привода BLK110 кВ	1,65	7	11.55	1,0	-	-	-	1	11,55	0,0
Обогрев полюсов BLK 110 кВ	2,84	7	19.88	1,0	-	-	-	1	19,88	0,0
Двигатель завода пружин BLK 110 кВ	0,75	7	5.25	1,0	1	5,25	0,0	1	5,25	0,0
Обогрев и освещение приводов РПД-110	0,45	21	9,45	1,0	0,5	4,725	0,0	1	9,45	0,0
Обогрев и освещение моторных приводов РПД-110	0,55	21	11,55	1,0	0,5	5,775	0,0	1	11,55	0,0
Электроснабжение ОПУ (отопление)	-	-	50,0	1,0	-	-	-	1	50	0,0
Электроснабжение ОПУ (освещение)	-	-	1,5	1,0	0,7	1,05	0,0	0,7	1,05	0,0
Электроснабжение ОПУ (вентиляция)	-	-	1,5	1,0	1	1,5	0,0	1	1,5	0,0
Охлаждение тр-ра	2,5	2	5,0	1,0	0,85	4,25	0,0	0,85	4,25	0,0
РПН тр-ра	1	2	2	0,8	1	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Питание ТЛМ, связи и РЗиА	3,0	1	3,0	1,0	1	3,0	0,0	1	3,0	0,0
Постоянно включенные лампы и приборы	1,0	1	1,0	1,0	1	1,0	0,0	1	1,0	0,0
Зарядно-подзарядное устройство	-	-	8,8	0,85	0,12	0,89	0,55	0,12	0,89	0,55
Итого:	-	-	-	-	-	34,89	1,15	-	153,82	1,15
Аварийная вентиляция	-	-	0,36	1	-	0,36	0,0	-	0,36	0,0

Прочая нагрузка (ремонтный режим)	-	-	25	-	-	51,05	1,15	-	146,52	1,15

7 Конструктивное выполнение подстанции

Основные распределительные устройства подстанции напряжением 110 кВ расположены на открытом воздухе и называются открытыми распределительными устройствами (ОРУ).

ОРУ обеспечивают надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов. Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ.

Все аппараты ОРУ расположены на невысоких основаниях. По территории ОРУ предусмотрены проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Ошиновка подстанции: жесткая и гибкая – ОРУ и жесткая – ЗРУ (закрытое распределительное устройство).

Под силовыми трансформаторами предусмотрены маслоприемники, в которые уложен слой гравия. Кабели цепей управления, релейной защиты и автоматики проложены в лотках из железобетонных конструкций без заглубления в почву.

Открытые распределительные устройства обладают следующими достоинствами: небольшой объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ, возможность расширения и реконструкции, доступность для наблюдения всех аппаратов.

На низшей стороне подстанции распределительные устройства выполнены в виде КРУ (комплектного распределительного устройства) внутренней установки. В этом случае сборка РУ производится из ячеек заводского изготовления, что позволяет ускорить процесс монтажа. Комплектное РУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. На данной подстанции применены шкафы КРУ серии РУ-ЕС-01-10 как на линейных присоединениях, так в ячейках на вводах трансформаторов. Данные комплектные РУ располагаются в здании, поэтому являются закрытыми распределительными устройствами. ЗРУ на данной подстанции обеспечивает надежность работы электроустановки, является удобным и безопасным. Оборудование в нем размещено таким образом, чтобы обеспечивалось хорошая обозреваемость, удобство ремонтных работ, полная безопасность при ремонтах и осмотрах. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним ограждены. Из помещений ЗРУ предусмотрены выходы наружу.

ОРУ является основным производственным сооружением подстанции, поэтому от его расположения в зависимости от подхода воздушных линий определяется вся компоновка подстанции. В состав ОРУ, кроме оборудования и токоведущих частей входят опоры для гибкой и жесткой ошиновки, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, кабельные лотки и каналы, специальные железнодорожные пути перекатки трансформаторов, огнестойкие преграды между трансформаторами.

На подстанции применяются два вида оград: внутренние и внешние.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве схем распределительных устройств были выбраны – одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин для высокого напряжения, две одиночные, секционированные выключателями, системы шин для стороны низкого напряжения. Учитывая высокую ответственность каждого из присоединений проектируемой подстанции, предложенные схемы соединения РУВН и РУНН обеспечивают необходимый уровень надежности электроснабжения.

В качестве коммутационного оборудования на стороне высокого напряжения были выбраны элегазовые выключатели фирмы УЭТМ. Эти выключатели отличаются большой надежностью в эксплуатации, а также обладают отличными дугогасящими свойствами. На стороне низкого напряжения были установлены вакуумные выключатели. Эти выключатели отличаются простотой конструкции, высокой степенью надежности, удобством эксплуатации, а также низкими эксплуатационными расходами.

Надежность работы в ненормальных режимах обеспечивает релейная защита, обладающая требуемой чувствительностью, селективностью и быстродействием.

На подстанции была предусмотрена система питания постоянным током на случай полной потери питания подстанции переменным током. Аккумуляторные батареи обеспечивают работу релейной защиты, приводов выключателей, аварийного освещения, устройств телемеханики на подстанции. Аккумуляторные батареи имеют сравнительно небольшую емкость, однако этого более чем достаточно для обеспечения питания оперативных и силовых цепей, в связи с тем, что пружинные привода современных элегазовых выключателей обладают небольшими токами отключения и включения. Выбранные аккумуляторные батареи имеют маленькие габариты, долгий срок службы (более 5 лет без проверки состояния электролита) и герметичны, что позволяет разместить аккумуляторное помещения непосредственно в общеподстанционном пункте управления.

В выпускной квалификационной работе были использованы современные типовые решения для подстанций с 12ой схемой РУВН, что потребовало установки на подстанции более современного оборудования, как импортного, так и отечественного производства. В связи с этим в качестве системы сборных шин высокого напряжения были выбраны жесткие шины. Данная конструкция имеет ряд экономических преимуществ по сравнению с гибкой ошиновкой: снижение металлоемкости конструкций, расхода железобетона, экономия площади отчуждаемой территории для строительства в среднем на 15%, экономия кабеля, а также снижение трудозатрат на монтаж (по статистическим данным не менее чем на 200 человеко-дней).

При проектировании подстанции основной упор делался на технические аспекты допустимости применения оборудования, которые являются обязательными. Эти вопросы являются в наибольшей степени необходимыми для подготовки специалистов по данным направлениям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг - Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети: Методическое пособие по дисциплине “Электроэнергетические системы и сети” /. Екатеринбург: 2005. 46с.

2. С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, В.П. Нестеренков, А.И. Хальясмаа - Проектирование электрической части подстанций: учебное пособие/ - Екатеринбург: УрФУ, 2012. 94 с.

3. Выбор схем электрических соединений подстанций. Учебное пособие. / С.Е. Кокин Екатеринбург: 2001. 43с

4. Л.Д. Рожков, В.С. Козулин Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: 2004.

5. Курсовое проектирование понизительной подстанции. Методические указания. / О.М. Котов Екатеринбург: УГТУ, 2000. 53 с.

6. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети: Методическое пособие по дисциплине “Электроэнергетические системы и сети” / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: 2005. 46с

7. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учебное пособие/ В.П. Шеховцов Москва "Форум - Инфра-М" 2005.

8. Правила устройства электроустановок ПУЭ 7. 2020.

9.Выбор выключателей на стороне 110кВ https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/vgt-110.html

10. Выбор ограничителя перенапряжения 110кВ https://forca.ru/spravka/razryadniki-i-opn/exlim-r.html

12. ГОСТ 15150 – Исполненя для различных климатических районов.

13. ГОСТ 721 Системы электроснабжения сети источники преобразователи и приемники электрической энергии номинальные напряжения свыше 1000 В

14. ГОСТ Р 55195-2012 - Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

15. ГОСТ 16357-83 Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Общие технические условия.

16. ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.

17. ГОСТ 9.410-88 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия порошковые полимерные. Типовые технологические процессы.

18. ГОСТ 8024 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В

19. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия

21. ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

22. ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия.

23. ТУ 16-2006 ОГГ.670.121.044 ТУ Трансформаторы силовые сухие с литой изоляцией серии ТЛС.