

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические машины и аппараты

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Тренирование трехфазного трансформатора

Выполнил Шебер Н.М. ЭАТК-15-7
(Фамилия и инициалы студента) группа

специальность 53071800 - электроэнергетика

Научный руководитель Ширяева Р.М. к.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

РШ « 13 » 06 2018 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

Маменов А.А. доцент, к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
AM « 10 » 06 2018 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Сонятова Т.С. доцент, к.т.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
ТС « 13 » 06 2019 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Жаркочибекова М.Б. стар. пр.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
МБ « 13 » 06 2019 г.
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Электротехники и электротехники
Специальность 5В071800 - электротехника
Кафедра Электрические машины и электротехника

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент Исбаев Жанар Мейрамырза
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы Проектирование трехфазного трансформатора

утверждена приказом ректора № 124 от «26» 10 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «25» мая 2018 г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные

Проектируется трехфазный трансформатор мощностью 10000 кВА, напряжением 35/10,5/6,3 кВ.

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание:

1. Электромагнитный расчет трансформатора
2. Тепловой расчет трансформатора
3. Динамика составляющих трансформаторов
4. Экономическая часть
5. Безопасность эксплуатации.

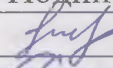
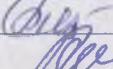
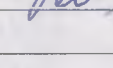
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Основные размеры трансформатора
2. Размер магнитной системы трансформатора
3. Определение основных размеров (расстояний) от обмотки ВН до стенки бака
4. Трансформатор типа ТДН-10000/35 класс напряжения параметров по периметру бака
5. Размещение окливной части в баке
6. Основные размеры обмоток трансформатора

Рекомендуемая основная литература

1. Тихомиров Г. М. Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986 - 528 с.
2. Сокольников А. В. Конструирование трансформаторов. М. - Л.: Госэнергоиздат, 1959 - 360 с.
3. Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) функций силовых трансформаторов - М.: Издательство ИЦ ЭНАС, 2002 - 216 с.
4. Жакунов А. А., Валеева А. И., Кимжак Р. С. Эксплуатационная часть вступной работы. - Алматы: АУЭС, 2016 - 38 с.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эксплуатационная часть	Жакунов А. А.	13.03 - 10.06.19	
Безопасная эксплуатация	Сонотова Т. С.	15.03 - 13.06.19	
Основная часть	Ширшова Р. М.	15.03 - 13.06.19	

Аннотация

Данный дипломный проект выполнен на тему «Проектирование трехобмоточного трансформатора». В него входят следующие разделы: диагностика состояния трансформаторов, безопасность жизнедеятельности и экономическая часть.

В диагностике состояния трансформаторов производится электромагнитный расчет, тепловой расчет, расчет системы охлаждения и геометрия бака.

В экономическом разделе производится сравнение двух вариантов схем трансформаторной подстанции и экономическое обоснование выбора установки трехобмоточного трансформатора.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» производится разработка мер защиты от поражения электрическим током, расчет защитного заземления подстанции, и защита от электромагнитного шума трансформатора.

Андатпа

Бұл дипломдық жұмыс «Үш орамдық трансформаторды жобалау» тақырыбында жасалды. Ол келесі бөлімдерден тұрады: трансформаторлардың күйін диагностикалау, өмір қауіпсіздігі және экономикалық тарау.

Трансформатор күйін диагностикалауда электромагниттік есептеулер, жылу есептеу, салқындату жүйесін және бак геометриясын есептеу жүргізіледі.

Экономикалық секцияда трансформаторлық қосалқы станция сұлбарының екі нұсқасын салыстыру және үш орамдық трансформаторды орнатудың экономикалық негіздемесі жасалды.

«Өмір қауіпсіздігі» бөлімінде ток соғудан қорғаныс шараларын әзірлеу, қосалқы станцияның қорғаныс жерге тұйықталуын есептеу және трансформатордың электромагниттік шуынан қорғау қарастырылады.

Annotation

This thesis project is made on the theme «Design of a three-winding transformer». It includes the following sections: diagnostics of the state of transformers, life safety and the economic part.

In the diagnostics of the transformer state, electromagnetic calculation, thermal calculation, calculation of the cooling system and tank geometry are performed.

In the economic section, a comparison of two variants of transformer substation schemes and the economic justification of the choice of installing a three-winding transformer are made.

In the section «Life Safety», the development of measures for protection against electric shock, the calculation of the protective grounding of the substation, and protection from the electromagnetic noise of the transformer are made.

Содержание

	Введение	9
1	Электромагнитный расчет	11
1.1	Задание по проектированию	11
1.2	Расчет основных электрических величин и определение изоляционных расстояний	11
1.3	Определение исходных данных расчета	13
1.4	Определение основных размеров трансформатора	15
1.5	Расчет обмоток	16
1.5.1	Расчет обмоток СН	16
1.5.2	Расчет обмоток НН	19
1.5.3	Расчет обмотки ВН	21
1.6	Расчет параметров короткого замыкания	24
1.7	Расчет напряжений короткого замыкания	28
1.8	Расчет тока и механических сил при коротком замыкании	31
1.9	Расчет магнитной системы	35
1.10	Расчет потерь и тока холостого хода	38
2	Тепловой расчет	41
2.1	Перепады температуры на обмотках	41
2.2	Выбор основных размеров бака	43
2.3	Определение массы масла	48
3	Специальная часть	48
3.1	Диагностика состояния трансформаторов	48
3.2	Испытание и химический анализ трансформаторного масла	49
4	Экономическая часть	56
4.1	Основная идея проекта	56
4.2	Технико-экономические характеристики разработки	58
4.3	Экономические перспективы применения трехобмоточного трансформатора	62
5	Безопасность жизнедеятельности	62
5.1	Анализ опасности поражения электрическим током	62
5.2	Разработка мер защиты от поражения электрическим током	63
5.3	Защита от электромагнитного шума трансформатора.	67
5.4	Расчет шума	67
	Заключение	74
	Список литературы	

Введение

В современных сложных электроэнергетических системах (ЭЭС), производящих, передающих, распределяющих и потребляющих электрическую энергию, в большинстве случаев используется не один общий уровень напряжения, а несколько различных уровней для разных участков ЭЭС. Поэтому в таких системах применяются различного вида трансформаторы.

Трансформатор – электромагнитное статичное устройство, которое в своей конструкции содержит несколько (две или более) обмотки, индуктивно связанные между собой и применяемое для преобразования переменного тока с одним значением действующего напряжения в переменный ток с другим значениям напряжения той же частоты за счёт явления электромагнитной индукции.

Основным видом трансформаторов (наряду с измерительными, сварочными, выпрямительными и т.д.) являются силовые трансформаторы, назначение которых – преобразование электрической энергии в ЭЭС. По способу охлаждения различают силовые трансформаторы масляного и сухого типа. В масляных трансформаторах применяют специальную ёмкость с трансформаторным маслом, в которой размещают сердечник с обмотками. В сухих трансформаторах используется воздушное охлаждение. Масляные трансформаторы имеют ряд преимуществ, так как трансформаторное масло не только лучше охлаждает элементы трансформатора (в сравнении с воздухом), но и выступает в качестве электрической изоляции. Однако масляные трансформаторы являются пожароопасными, из-за наличия в них горючего масла, поэтому в жилых зданиях, бытовых установках и в других случаях, когда необходимо обеспечить соответствующий уровень безопасности, применяют сухие трансформаторы.

Силовые трансформаторы классифицируются по числу фаз на однофазные и трёхфазные. По количеству обмоток трансформаторы делятся на двухобмоточные и трёхобмоточные (ТТ). Отдельные фазы ТТ состоят из обмоток высшего напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и низшего напряжения (НН). ТТ широко используют на подстанциях высоковольтных энергетических сетей. В ЭЭС также применяют двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой (ТРО) для питания предприятий от высоковольтных линий электропередач (ЛЭП). В таких трансформаторах одна из обмоток (в большинстве случаев обмотка НН) разделена по мощности на две гальванически не связанные группы.

Трёхобмоточные трансформаторы.

Трёхобмоточные трансформаторы применяют в основном в качестве понижающих трансформаторов мощностью до 100 МВ А с высшим напряжением до 220 кВ. Мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений составляют соответственно 100/100/100, 100/100/67 и 100/67/100% от номинальной мощности трансформатора. Сумма нагрузок

обмоток среднего и низшего напряжений не должна превышать номинальной мощности трансформатора. Обмотки трех обмоточных трансформаторов размещают на стержнях концентрически в следующем порядке: обмотку высшего напряжения - снаружи; обмотку низшего напряжения - внутри, у стержня; обмотку среднего напряжения - между обмотками высшего и низшего напряжений. При таком расположении напряжение КЗ между обмотками высшего и среднего напряжений имеет минимальное значение, что позволяет передать большую часть мощности в сеть среднего напряжения с минимальными потерями. Напряжение КЗ между обмотками высшего и низшего напряжений относительно велико, что способствует ограничению тока КЗ в сети низшего напряжения.

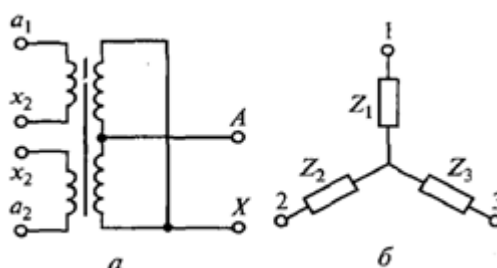


Рисунок 1- Размещение обмоток (а) и схема замещения (б) трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Тип трехобмоточных трансформатора является трехфазный трансформатор с разделенной обмоткой низкого напряжения. В таком трансформаторе (рис. 1, а), обмотки низкого напряжения каждой фазы выполняется из двух частей (ветвей), расположенных симметрично относительно обмотки высокого напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы. Мощность каждой низковольтной обмотки составляет часть номинальной мощности трансформатора (на двух ветвях - $1/2$, на трех ветвях - $1/3$). В трехфазных трансформаторах обе части разъемной обмотки размещены на общем стержне соответствующей фазы одна над другой, а в однофазных трансформаторах части обмотки размещены на разных стержнях. Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет свои независимые выводы. Допускается любое распределение нагрузки между ветвями разъемной обмотки, например, с двумя ветвями, одна ветвь может быть полностью загружена, а вторая отсоединена, или обе ветви полностью загружены.

Преимуществом трансформаторов с расщепленной низковольтной обмоткой является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток короткого замыкания на низковольтной стороне, например на подстанциях. Одной из характеристик трансформатора с расщепленными обмотками коэффициент деления (ТС), который для случая двух ветвей равен отношению сопротивления короткого замыкания между ветвями расщепленной обмотки с $z > 3$ к сопротивлению

короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями расщепленной обмотки. Для однофазных трансформаторов коэффициент расщепления равен 4, а для трехфазных трансформаторов КР - 3,5.

1 Электромагнитный расчет

1.1 Задание по проектированию

Номинальная мощность:

$$S_H = 10000 \text{ кВА.}$$

Номинальные напряжения:

$$\text{ВН } U_3 = 35 \text{ кВ; СН } U_2 = 10,5 \text{ кВ; НН } U_1 = 6,3 \text{ кВ.}$$

Частота:

$$f = 50 \text{ Гц.}$$

Напряжение короткого замыкания:

$$\text{ВН - СН } U_{к32} = 8.0 \% ; \text{ ВН - НН } U_{к31} = 16,5 \% ; \text{ СН - НН } U_{к21} = 7.0 \% .$$

Ток холостого хода:

$$I_{xx} = 1.0 \% .$$

Потери короткого замыкания:

$$P_{кз} = 75 \text{ кВт.}$$

Потери холостого хода:

$$P_{xx} = 19 \text{ кВт.}$$

1.2 Расчет основных электрических величин и определение изоляционных расстояний

Число фаз:

$$m = 3.$$

Мощность одной фазы:

$$S_{\phi} = \frac{S_H}{m}; \tag{1.1}$$

$$S_{\phi} = 3,33 \cdot 10^3 \text{ кВА.}$$

Номинальные токи:

на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ3}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_3}; I_{\text{НОМ3}} = 164.96 \text{ A};$$

на стороне СН:

$$I_{\text{НОМ2}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_2}; I_{\text{НОМ2}} = 549.87 \text{ A}; \quad (1.2)$$

на стороне НН:

$$I_{\text{НОМ1}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_1}; I_{\text{НОМ1}} = 916.45 \text{ A.}$$

Фазные токи:

на стороне ВН:

$$I_{\phi 3} = I_{\text{НОМ3}}; I_{\phi 3} = 164.96 \text{ A};$$

на стороне СН:

$$I_{\phi 2} = I_{\text{НОМ2}}; I_{\phi 2} = 549.87 \text{ A}; \quad (1.5)$$

на стороне НН:

$$I_{\phi 1} = \frac{I_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3}}; I_{\phi 1} = 529.13 \text{ A.}$$

Фазные напряжение:

на стороне ВН:

$$U_{\phi 3} = \frac{U_3}{\sqrt{3}}; U_{\phi 3} = 20.207, \text{ кВ};$$

на стороне СН:

$$U_{\phi 2} = \frac{U_2}{\sqrt{3}}; U_{\phi 2} = 6.062, \text{ кВ}; \quad (1.6)$$

на стороне НН:

$$U_{\phi 1} = U_1; U_{\phi 1} = 6.3, \text{ кВ.}$$

Испытательные напряжения по таблице 4.1 [1].

на стороне ВН: $U_{\text{исп3}} = 85 \text{ кВ};$

на стороне СН: $U_{\text{исп2}} = 35 \text{ кВ};$

на стороне НН: $U_{\text{исп1}} = 25 \text{ кВ.}$

1.3 Определение исходных данных расчета

Мощность обмоток одного стержня,

$$S_1 = S_\phi; S_\phi = 3.33 \cdot 10^3, \text{ кВА.} \quad (1.7)$$

Ширина приведенного канала рассеяния для двух внутренних обмоток СН и НН.

Для $U_{\text{исп2}} = 35 \text{ кВ}$ по таблице 4.5[1] находим изоляционные расстояния $a_{12} = 30 \text{ м}$; $k = 0.45$:

$$a_x = \frac{a_1 + a_2}{3} = k \cdot \sqrt[4]{S_1}; a_x = 0.45 \cdot \sqrt[4]{3333} \cdot 10^{-2}; \quad (1.8)$$

$$a_{12} = 0,03 \text{ м}; a_x = 0,03 \text{ м};$$

$$a_p = a_{12} + a_x; a_p = 0,06 \text{ м}.$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания для обмоток СН и НН:

$$u_a = \frac{P_{\text{кз}} \cdot 10^3}{10 \cdot S_H}; u_a = 0.75\%. \quad (1.9)$$

Реактивная составляющая:

$$u_p = \sqrt{U_{\text{кз1}}^2 - u_a^2}; u_p = 6,959 \%. \quad (1.10)$$

Выбираем трехфазную стержневую шихтованную магнитную систему с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне по рисунок 2.18, б [1] и стальными балками. Материал магнитной системы холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3404 толщиной 0.35 мм. Индукция в стержне $B_c = 1.62 \text{ Тл}$ по таблице 2.4 [1]. В сечении стержня 8 ступеней, коэффициент заполнения круга $K_{\text{кр}} = 0.913$ по таблице 2.5 [1] изоляция пластин - нагревостойкое изоляционное покрытие, $K_z = 0.97$ по таблице 2.3 [1]. Коэффициент заполнения сталью $K_c = K_{\text{кр}} \cdot K_z = 0.913 \cdot 0.97 = 0.886$. Ярмо многоступенчатое, число ступеней шесть, коэффициент усиления ярма $K_y = 1.01$. Индукция в ярме $B_y = B_c / K_y = 1.62 / 1.01 = 1.6 \text{ Тл}$. Число зазоров в магнитной системе на косом стыке четыре, на три прямом. Индукция в зазоре на прямом стыке $B_{\text{пс}} = B_c = 1.62 \text{ Тл}$, на косом стыке $B_{\text{кс}} = B_c / 1.414 = 1.62 / 1.414 = 1.146 \text{ Тл}$.

$$B_c = 1.62 \text{ Тл}; B_y = 1.6 \text{ Тл}; K_y = 1.01.$$

Удельные потери в стали стержня и ярма $\rho_c = 1.353 \text{ Вт/кг}$; $\rho_y = 1.295 \text{ Вт/кг}$; по таблице 8.10 [1].

Удельная намагничивающая мощность для стали стержня и ярма $q_c = 1.958 \text{ ВА/кг}$; $q_y = 1.775 \text{ ВА/кг}$; по таблице 8.17 [1].

По таблице 3.6 [1] находим коэффициент, учитывающий отношение основных потерь в обмотках к потерям короткого замыкания $K_d = 0.9$ и по таблице 3.4 и 3.5 постоянные коэффициенты для медных обмоток:

$$a = 1,4 \text{ по таблице 3.49 [1];}$$
$$b_3 = 0,29 \text{ по таблице 3,5 [1];}$$

$$b_1 = 0,24 \text{ по таблице 3,5 [1]; } K_d = 0.9; \quad K_p = 0.95;$$

$$K_{кр} = 0.913; \quad K_3 = 0.97; \quad K_c = K_{кр} \cdot K_3; \quad K_c = 0.886.$$

Выбираем изоляционные расстояния.

Между стержнем и обмоткой СН:

$$a_{02} = 17.5 \text{ мм; (} U_{исп} = 35 \text{ кВ, по таблице 4.4 [1]).}$$

Между обмотками СН и НН:

$$a_{21} = 27 \text{ мм; (} U_{исп} = 35 \text{ кВ, по таблице 4.5 [1]).}$$

Между обмотками ВН и НН:

$$a_{13} = 30 \text{ мм; (} U_{исп} = 85 \text{ кВ, рисунок 4.7 [1]).}$$

Между обмотками ВН соседних стержней:

$$a_{33} = 60 \text{ мм.}$$

Расстояние обмоток ВН от нижнего яра:

$$\Gamma'_0 = 75 \text{ мм.}$$

От верхнего яра при наличии нажимного кольца:

$$\Gamma'' = 75 + 50 + 100;$$

$$\Gamma'' = 225 \text{ мм;}$$

$$h_0 = \frac{(75 + 225) \cdot 10^{-3}}{2}; \quad h_0 = 0.15 \text{ м.}$$

Принимаем по таблице 3.12 [1]. $\beta_p = 2.1.$

Для обмоток СН и НН:

$$K_{кз} = 1.41 \cdot \frac{100}{U_{к21}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-\pi \cdot u_a}{u_p}} \right); \quad K_{кз} = 34.502. \quad (1.11)$$

1.4 Определение основных размеров трансформатора

Диаметр стержня сердечника:

$$d_p = 0.507 \cdot \sqrt[4]{\frac{S_l \cdot a_p \cdot \beta_p \cdot K_p}{f \cdot u_p \cdot B_c^2 \cdot K_c^2}}; \quad d_p = 0,43 \text{ м.} \quad (1.12)$$

Принимаем $d_n = 0.43$ м.

Уточним значение β :

$$\beta_n = \beta_p \cdot \left(\frac{d_n}{d_p} \right)^4; \quad \beta_n = 2.006. \quad (1.13)$$

Средний диаметр обмоток НН и СН.

Принимаем $k_1 = 1.4$.

Радиальный размер обмотки НН:

$$a_2 = k_1 \cdot a_x; \quad a_2 = 0.043 \text{ м.} \quad (1.14)$$

$$d_{21} = d_n + 2 \cdot a_{02} \cdot 10^{-3} + 2 \cdot a_2 + a_{21} \cdot 10^{-3}; \quad d_{21} = 0,578 \text{ м.} \quad (1.15)$$

Ориентировочная высота обмоток:

$$I_{li} = \frac{\pi \cdot d_{21}}{\beta_n}; \quad I_{li} = 0.9 \text{ м.} \quad (1.16)$$

Активное сечение стержня по таблице 8.7 [1].

Сечения стержня:

$$P_{фс} = 1035.6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$P_c = K_3 \cdot P_{фс}; \quad P_c = 0.1 \text{ м}^2. \quad (1.17)$$

Напряжение одного витка предварительно:

$$u_{в1} = 4.44 \cdot f \cdot B_c \cdot P_c; \quad u_{в1} = 35.12 \text{ В.} \quad (1.18)$$

Число витков в обмотке НН:

$$w_1 = \frac{U_1 \cdot 10^3}{u_{B1}}; \quad w_1 = 180. \quad (1.19)$$

Уточнение э.д.с. одного витка:

$$u_B = \frac{U_1 \cdot 10^3}{w_1}; \quad u_B = 35. \quad (1.20)$$

Средняя плотность тока в обмотках:

$$J_{cp} = 0.746 \cdot K_d \cdot \frac{P_{кз} \cdot 10^3 \cdot u_B \cdot 10^4}{S_H \cdot d_{21}}; \quad J_{cp} = 3.049 \cdot 10^6 \frac{A}{M^2}. \quad (1.21)$$

1.5 Расчет обмоток

1.5.1 Расчет обмоток СН

Ориентировочное сечение витка:

$$\Pi_{12} = \frac{I_{ном2}}{J_{cp}}; \quad \Pi_{12} = 18.034 \times 10^{-5} M^2. \quad (1.22)$$

По таблице 5.8 [1] по мощности $S_1 = 3333$ кВА, номинальному току $I_2 = 549.87$ А и напряжению обмотки 10.5 кВ выбираем непрерывную спиральную катушечную обмотку из прямоугольного медного провода. Число витков на ответвлениях для регулирования напряжения при номинальном напряжении:

$$w_{н2} = \frac{U_{\phi 2} \cdot 10^3}{u_B}; \quad w_{н2} = 173. \quad (1.23)$$

Число витков на ступени регулирования:

$$w_{p2} = 0.025 \cdot \frac{U_{\phi} \cdot 10^3}{u_B}; \quad w_{p2} = 5. \quad (1.24)$$

Таблица 1.1 – три параллельных провода ПБ с сечением $\Pi_{22} = 30.1$ мм

Напряжение	Напряжение	Число витков
------------	------------	--------------

линейное, В	фазное, В	
11025	6372	173+2·5
10762	6220	173+5=178
10500	6062	173
10237	5917	173-5=168
9975	5765	173-2·5=163

Выбираем по таблице 1.1 [1] три параллельных провода ПБ с сечением $\Pi_{22} = 30.1$ мм.

Число параллельных проводов:

$$n_{B2} = 3; \Pi_{22} = 30.1 \text{ мм}^2; 3 \cdot \frac{10.8 \cdot 2.83}{11.3 \cdot 3.33};$$

$$b_c = 11.3 \text{ мм}; b_{c2} = 11.3 \text{ мм}; a' = 2.83 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Сечение витка:

$$\Pi_2 = n_{B2} \cdot \Pi_{22} \cdot 10^{-6}; \Pi_2 = 9.03 \times 10^{-5} \text{ м}^2. \quad (1.25)$$

Уточнённая плотность тока:

$$J_2 = \frac{I_{\text{ном}2}}{\Pi_2}; J_2 = 6.09 \cdot 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (1.26)$$

Выбираем схему регулирования напряжения по рисунку 4.9, а, с изоляцией в месте разрыва обмотки масляным каналом не менее $h_k = 5$ мм по рисунку 4.10, а таблица 4.9 [1].

$$h_k = 0.5 \cdot 10^{-2} \text{ м}.$$

Предварительно определяем число катушек обмотки:

$$n_{\text{кат}2} = \frac{I_{li} + h_k}{b_c \cdot 10^{-1} + h_k}; n_{\text{кат}2} = 48. \quad (1.27)$$

Число витков в катушке ориентировочно:

$$W_{\text{кат}2} = \frac{183}{n_{\text{кат}2}}; W_{\text{кат}2} = 3,813. \quad (1.28)$$

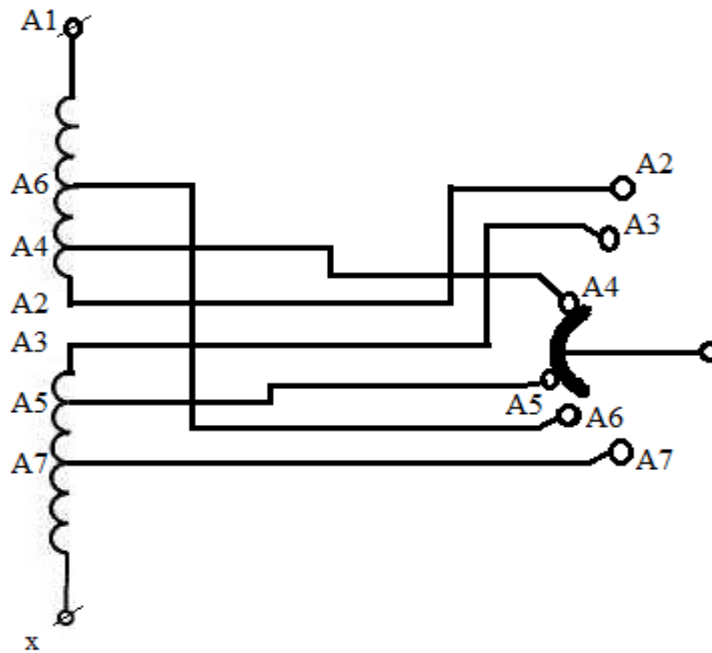


Рисунок 1.1 - Схема регулирования напряжения на обмотке СН

Таблица 1.2 - Общее распределение витков между катушками

6 В регулируемых катушек В по 3,4 витков	20
32 основных катушек Г по 4 витку	128
10 основные катушки Д по 3,5 витков	32
Всего 48 катушек	183

После предварительного распределения витков в катушках обмотки и согласования размеров обмотки СН с размерами обмотки НН принимаем следующую структуру обмотки СН.

Общая высота:

k - коэффициент, учитывающий усадку изоляции сушки и опрессовки обмотки проведен:

$$k = 0,94;$$

$$I_2 = \left[b_{c2} \cdot n_{\text{кат}2} + k \cdot \left[5 \cdot (n_{\text{кат}2} - 2) + 100 \right] \right] \cdot 10^{-3}; I_2 = 0.83 \text{ м.} \quad (1.29)$$

Радиальный размер провода:

$$a_2 = w_{\text{кат}2} \cdot n_{B2} \cdot a'; \quad a_2 = 0,032 \text{ м.} \quad (1.30)$$

Внутренний диаметр обмотки:

$$D'_2 = d_{\text{н}} + 2 \cdot a_{02} \cdot 10^{-3}; \quad D'_2 = 0,465 \text{ м.} \quad (1.31)$$

Наружный диаметр обмотки:

$$D''_2 = D'_2 + 2 \cdot a_2; \quad D''_2 = 0,53 \text{ м;} \quad (1.32)$$

$$d_{\text{ср}2} = \frac{D'_2 + D''_2}{2}; \quad d_{\text{ср}2} = 0,4975 \text{ м.}$$

Средний диаметр обмоток ВН и СН:

$$d_{23} = D''_2 + a_{21} \cdot 10^{-3} + a_2 + a_{13} \cdot 10^{-3}; \quad d_{23} = 0,619 \text{ м.} \quad (1.33)$$

Вес меди обмотки:

$$G_{\text{м}2} = 28 \cdot m \cdot 10^3 \cdot d_{\text{ср}2} \cdot w_{\text{н}2} \cdot \Pi_2; \quad G_{\text{м}2} = 652,839 \text{ кг;} \quad (1.34)$$

Вес провода:

$$G_{\text{пр}2} = 1,02 \cdot G_{\text{м}2}; \quad G_{\text{пр}2} = 665,895 \text{ кг.} \quad (1.35)$$

Основные (электрические) потери:

$$P_{\text{осн}2} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J^2 \cdot G_{\text{м}2}; \quad P_{\text{осн}2} = 5,811 \times 10^4 \text{ Вт.} \quad (1.36)$$

По испытательному напряжению $U_{\text{исп}2} = 35 \text{ кВ}$, мощности трансформатора $S = 10000 \text{ кВА}$ с учетом необходимости вывода регулировочных ответвлений от обмотки СН в канале между обмотками СН и НН выбираем по таблице 4.5 [1] канал между СН и НН $a_{21} = 3,6 \text{ см}$ для основных катушек обмотки СН.

Цилиндр между обмотками СН и НН с учетом расположения отводов СН:

Толщиной 2 см ($D''_2 = 0,53 \text{ м}$) - $50/51,2 \cdot 8,5 \text{ см}$.

1.5.2 Расчет обмоток НН

По таблице 5.8 [1] ($S_1 = 3333 \text{ кВА}$; $I_1 = 529,13 \text{ А}$; $U_1 = 6,3 \text{ кВ}$) выбираем непрерывную катушечную обмотку из прямоугольного медного провода.

Число витков обмотки $w_1 = 180$.

Плотность тока ориентировочно:

$$J_{11} = 2 \cdot J_{\text{ср}} - J_2; \quad J_{11} = 4,081 \times 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.37)$$

Ориентировочная высота витка:

$$h_{\text{в1}} = \frac{I_{\text{л1}} \cdot 10^2}{w_1 + 4} - 0.4; \quad h_{\text{в}} = 0.051 \text{ м.} \quad (1.38)$$

Выбираем провод марки ПБ по таблице 5.2 [1].

Число параллельных проводов:

$$n_{\text{в1}} = 4.$$

$$4 \cdot \frac{7.4 \cdot 2.83}{7.9 \cdot 3.13}; \quad \Pi_{11} = 22.1 \text{ мм}^2.$$

Полное сечение витка:

$$\Pi_1 = \Pi_{11} \cdot n_{\text{в1}} \cdot 10^{-6}; \quad \Pi_1 = 8.84 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2. \quad (1.39)$$

Плотность тока:

$$J_1 = \frac{I_{\phi 1}}{\Pi_1}; \quad J_1 = 3.771 \cdot 10^6 \text{ А / м}^2. \quad (1.40)$$

Канал между катушками принимаем предварительно 5 мм.

После предварительного распределения витков в катушках обмотки и согласования размеров НН с размерами обмотки ВН принимаем следующую структуру обмотки НН.

Обмотка наматывается на цилиндре из электроизоляционного картона с размерами 50/51.2·8.5 см на 12 рейках с прокладками между катушками шириной 50 мм.

Осевой размер обмотки:

$$I_1 = 0.83 \text{ м.}$$

Радиальный размер обмотки:

$$a'_1 = 0.313 \cdot 10^{-2} \text{ м;}$$

$$a_1 = a'_1 \cdot n_{\text{в1}} \cdot 3; \quad (1.41)$$

$$a_1 = 0,037 \text{ м.}$$

Внутренний диаметр:

$$a_{21} = 0.038 \text{ м};$$

$$D'_1 = D''_2 + 2 \cdot a_{21}; \quad D'_1 = 0,606 \text{ м.} \quad (1.42)$$

Наружный диаметр:

$$D''_1 = D'_1 + 2 \cdot a_1; \quad D''_1 = 0,68 \text{ м.} \quad (1.43)$$

Вес меди обмотки:

$$G_{M1} = 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot d_{21} \cdot w_1 \cdot \Pi_1; \quad G_{M1} = 772.559 \text{ кг.} \quad (1.44)$$

$c = 3$ - число активных стержней трансформатора.

Вес провода:

$$G_{\text{пр}1} = 1.02 \cdot G_{M1}; \quad G_{\text{пр}1} = 788.01 \text{ кг.} \quad (1.45)$$

Основные (электрические) потери в обмотке:

$$P_{\text{осн}1} = 2.4 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 \cdot G_{M1}; \quad P_{\text{осн}1} = 2.405 \times 10^4 \text{ Вт.} \quad (1.46)$$

1.5.3 Расчет обмотки ВН

Выбираем схему регулирования по типу представленной на рисунке 6.6, б [1] с выводом концов всех трех фаз обмотки к одному трехфазному переключателю. Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 333.3 А.

По таблице 5.8 [1] ($S_1 = 3333 \text{ кВА}$; $I_{\text{ном}3} = 164.96 \text{ А}$; $U_{\text{н}3} = 35 \text{ кВ}$) выбираем для основной части спиральную непрерывную катушечную обмотку

из прямоугольного медного провода.

Число витков обмотки ВН при номинальном напряжении:

$$w_{\text{н}3} = \frac{U_{\text{ф}3} \cdot 10^3}{u_{\text{в}}}; \quad w_{\text{н}3} = 578. \quad (1.47)$$

Число витков ВН на одной ступени регулирования:

$$w_{\text{р}3} = \frac{0.025 \cdot U_{\text{ф}3} \cdot 10^3}{u_{\text{в}}}; \quad w_{\text{р}3} = 15. \quad (1.48)$$

Таблица 1.3 - Число витков ответвления:

Ответвления	Напряжение линейное	Напряжение фазное	Число витков
ступень	36750	21220	578+2·15=608
ступень	35875	20710	578+15=593
ступень	35000	20207	578
ступень	34130	19700	578-15=563
ступень	33250	19200	578-2·15=548

Средний диаметр обмоток НН и ВН:

$$d_{13} = D''_1 + 0,05; \quad d_{13} = 0,73 \text{ м.} \quad (1.49)$$

Средняя плотность тока для обмоток ВН и НН:

$$J_{cp31} = 0.746 \cdot K_d \cdot \frac{P_{кз} \cdot 10^3 \cdot u_B \cdot 10^4}{S_H \cdot d_{13}}; \quad J_{cp31} = 2.414 \times 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.50)$$

Ориентировочная сечение витка:

$$\Pi_{31} = \frac{I_{ном3}}{J_{cp31}}; \quad \Pi_{31} = 6.833 \times 10^{-5} \text{ м}^2. \quad (1.51)$$

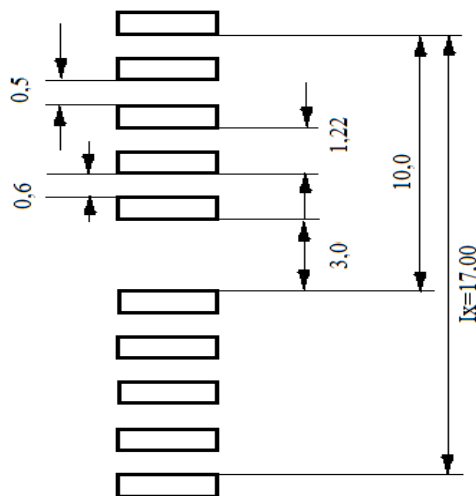


Рисунок 1.2 - Размеры зоны разрыва в середине высоты обмотки ВН

Выбираем медный прямоугольный провод по таблице 5.2 [1].
Для основных катушек:

$$\text{ПБ} \frac{2.83 \cdot 13.5}{3.33 \cdot 14}; \text{ с сечением } \Pi_3 = 37.7 \text{ мм}^2.$$

В двух верхних и двух нижних катушках обмотки каждой фазы применяется провод того же размера с усиленной изоляцией 1.35(1.5) мм с размерами провода в изоляции 4.33·15 по таблице 4.10 [1].

Плотность тока:

$$J_3 = \frac{I_{\text{ном}3}}{\Pi_3 \cdot 10^{-6}}; \quad J_3 = 4.37 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.52)$$

Принимаем конструкцию обмотки с радиальными каналами по 5 мм между всеми катушками. Две крайние катушки вверху и внизу отделены каналами 7.5 мм по табл. 4.10 [1].

Канал в месте разрыва обмотки $h_{\text{кр}} = 12.5$ мм по таблице 4.9 [1]. Осевой размер катушки $v = 1.4$ см, $\delta_{\text{ш}} = 1$ мм.

Число катушек на одном стержне ориентировочное:

$$v' = 1.4 \cdot 10^{-2} \text{ м}; \quad \delta_{\text{ш}} = 0.1 \cdot 10^{-2} \text{ м}; \quad h_k = 0.5 \cdot 10^{-2} \text{ м};$$

$$\Pi_{\text{кат}3} = \frac{2 \cdot (I_2 + h_k)}{2 \cdot v' + h_k + \delta_{\text{ш}}}; \quad \Pi_{\text{кат}3} = 42. \quad (1.53)$$

Поскольку необходимо сделать несколько увеличенных каналов, принимаем 42 катушки. Число витков в катушке ориентировочно:

$$w_{\text{кат}3} = \frac{608}{n_{\text{кат}3}}; \quad w_{\text{кат}3} = 14.5. \quad (1.54)$$

Таблица 1.4 - Общее распределение витков между катушками:

30 основные катушки В по 16.5 витков	494
4 катушки с усиленной изоляцией Г по 13.5	54
8 регулировочных катушек Д по 7.5	60
Всего 42 катушек	608

Обмотка наматывается на 12 рейках с прокладками между катушками шириной 5.0 см.

Осевой размер обмотки:

$$I_3 = (\text{сумма})h_{\text{кат}} + k \cdot (\text{сумма})h_k; \quad (1.55)$$

$$I_3 = [15 \cdot 4 + 38 \cdot 14 + 0.95 \cdot (12.5 + 7.5 \cdot 32)] \cdot 10^{-3} \quad I_3 = 0.832; \quad I_3 = 0.83 \text{ м.}$$

Внешняя изоляция обмотки ВН: от обмотки ВН соседней фазы $a_{33} = 50$ мм масляный канал с двумя барьерами из электроизоляционного картона по 6 мм. От нижнего ярма $I'_0 = 0.150$ м; от стального прессующего кольца сверху обмоток с учетом необходимости выводов ответвлений от обмотки СН 14 мм, а вместе с кольцом от верхнего ярма $I_{1i} = 0.83$ м.

Внутренний диаметр обмотки:

$$D'_3 = d_{13} + 2 \cdot a_{13} \cdot 10^{-3}; \quad D'_3 = 0.79 \text{ м.} \quad (1.56)$$

Наружный диаметр обмотки:

$$D''_3 = D'_3 + 2 \cdot a_3; \quad D''_3 = 0.886 \text{ м;} \quad (1.57)$$

$$d_{\text{ср}3} = \frac{D'_3 + D''_3}{2}; \quad d_{\text{ср}3} = 0.838 \text{ м.} \quad (1.58)$$

Вес меди обмотки:

$$G_{\text{м}3} = 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot d_{\text{ср}3} \cdot w_{\text{н}3} \cdot \Pi_3 \cdot 10^{-6} \quad ; \quad G_{\text{м}3} = 2.78 \cdot 10^3 \text{ кг.} \quad (1.59)$$

Вес провода:

$$G_{\text{пр}3} = 1.02 \cdot G_{\text{р}3}; \quad G_{\text{пр}3} = 2.835 \cdot 10^3 \text{ кг.} \quad (1.60)$$

Основные (электрические) потери:

$$P_{\text{осн}3} = 2.4 \cdot 10^{-12} \cdot J_3^2 \cdot G_{\text{м}3}; \quad P_{\text{осн}3} = 12.74 \cdot 10^4 \text{ Вт.} \quad (1.61)$$

1.6 Расчет параметров короткого замыкания

Основные (электрические) потери в обмотках СН, НН и ВН определены. Коэффициенты добавочных потерь в обмотках.

Размер проводника:

Обмотка СН:

$$a'_2 = 0.263 \cdot 10^{-2} \text{ м};$$

$$\beta_2 = \frac{1.08 \cdot n_{\text{кат}2}}{I_2 \cdot 10^2} \cdot K_p; \quad \beta_2 = 0.593; \quad (1.62)$$

$$K_{\text{д}2} = 1 + 0.095 \cdot \beta_2^2 \cdot a'_2{}^4 \cdot n_{\text{в}2}{}^2; \quad K_{\text{д}2} = 1.002$$

Обмотка НН:

$$a'_1 = 0.283 \cdot 10^{-2} \text{ м}; \quad a'_3 = a'_1;$$

$$\beta_1 = \frac{0.74 \cdot 180}{I_2 \cdot 10^2} \cdot K_p; \quad \beta_1 = 1.525; \quad (1.63)$$

$$K_{\text{д}1} = 1 + 0.095 \cdot 10^8 \cdot \beta_1^2 \cdot a'_1{}^4 \cdot n_{\text{в}1}{}^2; \quad K_{\text{д}1} = 1.023.$$

При работе трансформатора на обмотках ВН и СН в обмотке НН не обтекаемой током, возникают потери от вихревых токов, определяем, $\rho_{\text{м}1}$ - удельное электрическое сопротивление металла обмоток; $\rho_{\text{м}1} = 0.02135 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$; $k_{\text{дк}}$ - коэффициент добавочных потерь для проводников любого слоя;

$$k_{\text{дк}} = 1 + 5.2 \cdot \beta_1^2 \cdot \left(\frac{f}{\rho_{\text{м}1}} \right)^2 \cdot a'_1{}^4 \cdot (n_{\text{в}1} - 0.5)^2; \quad k_{\text{дк}} = 1.052; \quad (1.64)$$

$$P_{\text{в}1} = (k_{\text{дк}} - 1) \cdot P_{\text{осн}1}; \quad P_{\text{в}1} = 1.253 \cdot 10^3 \text{ Вт}.$$

Обмотка ВН:

$$b'_3 = 0.283 \cdot 10^{-2} \text{ м}; \quad n_{\text{в}3} = 15.$$

$$\beta_3 = \frac{b'_3 \cdot n_{\text{кат}3}}{I_3} \cdot K_p; \quad \beta_3 = 0.136. \quad (1.65)$$

$$K_{\text{д}3} = 1 + 0.095 \cdot 10^8 \cdot \beta_3^2 \cdot a'_3{}^4 \cdot n_{\text{в}3}{}^2; \quad K_{\text{д}3} = 1.003.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотка

Обмотка СН:

$b_{\text{пр}}$ - ширина междукатушечной прокладку, $b_{\text{пр}} = 5.0 \text{ см}$;

k_3 - коэффициент закрытия поверхности, $k_3 = 0.75$;

v' - размеры провода, с изоляцией, $v' = 0.0113 \text{ м}$.

$$q'_2 = \frac{107 \cdot J_2 \cdot I_{\phi 2} \cdot w_{\text{кат}2} \cdot K_{д2} \cdot 10^{-10}}{K_3 \cdot (B'_1 + a_1)}; \quad q'_2 = 2.887 \cdot 10^3 \text{ Вт} / \text{м}^2. \quad (1.66)$$

Обмотка НН:

q'_1 - размеры провода, с изоляцией $B'_1 = 0.79 \cdot 10^{-2}$ м:

$$q'_1 = \frac{107 \cdot J_1 \cdot I_{\phi 1} \cdot K_{д1} \cdot 10^{-10}}{K_3 \cdot (B'_1 + a_1)}; \quad q'_1 = 881.837 \text{ Вт} / \text{м}^2. \quad (1.67)$$

Обмотка ВН:

B'_3 - размеры провода, с изоляцией $B'_3 = 1.4 \cdot 10^{-2}$ м:

$$q'_3 = \frac{107 \cdot J_3 \cdot I_{\phi 3} \cdot w_{\text{кат}3} \cdot K_{д3} \cdot 10^{-10}}{K_3 \cdot (B'_3 + a_1)}; \quad q'_3 = 2.244 \cdot 10^3 \text{ Вт} / \text{м}^2. \quad (1.68)$$

Потери в отводах.

Отводы СН.

Общая длина провода отводов:

$$I_{\text{отв}2} = 7.5 \cdot I_2; \quad I_{\text{отв}2} = 6.225 \text{ м}. \quad (1.69)$$

Вес металла отводов.

$\Pi_{\text{отв}2}$ - сечение отводов, которое для расчёта потерь может принято равным сечению витка соответствующей обмотки;

γ_2 - плотность металла отводов.

$$\Pi_{\text{отв}2} = \Pi_2 \cdot \Pi_{\text{отв}2} = 9.03 \times 10^{-5} \text{ м}^2; \quad \gamma_2 = 8900 \text{ кг} / \text{м}^3; \quad (1.70)$$

$$G_{\text{отв}2} = I_{\text{отв}2} \cdot \Pi_{\text{отв}2} \cdot \gamma_2; \quad G_{\text{отв}2} = 5.003 \text{ кг}.$$

Электрические потери в отводах:

$$P_{\text{отв}2} = K_2 \cdot J_2^2 \cdot G_{\text{отв}2} \cdot 10^{-12}; \quad P_{\text{отв}2} = 164.373 \text{ Вт}. \quad (1.71)$$

K_2 - коэффициент зависимости от металла отводов $K_2 = 2.4$.

Отводы НН.

Общая длина провода отводов:

$$I_{\text{отв}1} = 14 \cdot I_2; \quad I_{\text{отв}1} = 11.62 \text{ м}. \quad (1.72)$$

Вес металла отводов.

$\Pi_{\text{отв1}}$ - сечение отводов, которое для расчета потерь может принято равным сечению витка соответствующей обмотки:

$$\Pi_{\text{отв1}} = \Pi_1; \quad \Pi_{\text{отв1}} = 8.84 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2;$$

$$\gamma_1 = \gamma_2; \quad \gamma_1 = 8.9 \times 10^3 \text{ кг / м}^3; \quad (1.73)$$

γ_1 - плотность металла отводов.

$$G_{\text{отв1}} = I_{\text{отв1}} \cdot \Pi_{\text{отв1}} \cdot \gamma_1; \quad G_{\text{отв1}} = 9.142 \text{ кг.}$$

Электрические потери в отводах:

$$P_{\text{отв1}} = k_1 \cdot J_1^2 \cdot G_{\text{отв1}} \cdot 10^{-12}; \quad P_{\text{отв1}} = 311.97 \text{ Вт.} \quad (1.74)$$

где k_1 -коэффициент зависимости от металла отводов $k_1 = 2.4$.

Отводы ВН.

Общая длина провода отводов:

$$I_{\text{отв3}} = 7.5 \cdot I_3; \quad I_{\text{отв3}} = 6.225 \text{ м.} \quad (1.75)$$

Вес металла отводов:

$$\Pi_{\text{отв3}} = \Pi_3 \cdot 10^{-6}; \quad \Pi_{\text{отв3}} = 3.77 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2; \quad \gamma_3 = 8900 \text{ кг / м}^3;$$

$$G_{\text{отв}} = I_{\text{отв3}} \cdot \Pi_{\text{отв3}} \cdot \gamma_3; \quad G_{\text{отв3}} = 2.089 \text{ кг.} \quad (1.76)$$

где $\Pi_{\text{отв3}}$ - сечение отводов, которое для расчета потерь может принято равным сечению витка соответствующей обмотки;

γ_3 - плотность металла отводов.

Электрические потери в отводах:

$$P_{\text{отв3}} = k_3 \cdot J_3^2 \cdot G_{\text{отв3}} \cdot 10^{-12}; \quad P_{\text{отв3}} = 39.3 \text{ Вт.} \quad (1.77)$$

где k_3 -коэффициент зависимости от металла отводов $k_3 = 2.4$.

Потери в стенках бака и элементах конструкции. Расчет проводится после определения размеров бака.

Расстояние между осями соседних стержней:

$$C = D''_3 + a_{33} \cdot 10^{-3}; \quad C = 0.916 \text{ м.} \quad (1.78)$$

Для трехфазного трансформатора с классом напряжения обмоток 35 кВ приближенно приняты.

[1]. s_5 - расстояние от неизолированного отвода до обмотки по таблице 4.12

$$s_5 = 90 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

Длина бака:

$$A = 2 \cdot C + D''_3 + 2 \cdot s_5; \quad A = 2.808 \text{ м}. \quad (1.79)$$

Ширина бака:

$$B = D''_3 + 0.8; \quad B = 1.666 \text{ м}. \quad (1.80)$$

Средний радиус бака:

$$R = \frac{A + B - 2 \cdot C}{2}; \quad R = 1.321 \text{ м}. \quad (1.81)$$

Периметр бака:

$$P_6 = 2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B; \quad P_6 = 7.51 \text{ м}. \quad (1.82)$$

Потери в стенках бака и элементах конструкции.

K_1 - на странице 319[1]; $K_1 = 2.20$.

r_{12} - средний радиус канала рассеяния:

$$r_{12} = \frac{d_{21}}{2}; \quad r_{12} = 0.264 \text{ м}. \quad (1.83)$$

Обмотка ВН-СН:

$$P_{632} = \frac{K_1 \cdot u_p^2 \cdot (B_c \cdot \Pi_c)^2 \cdot I_2^3 \cdot 10^4}{P_6 \cdot [I_2 + 2 \cdot (R - r_{12})]^2}; \quad P_{632} = 488.603 \text{ Вт}. \quad (1.84)$$

Обмотка ВН-НН: $K_2 = 1.5$ (страница 319[1]).

$$P_{631} = \frac{K_1 \cdot U_{к31}^2 \cdot (B_c \cdot \Pi_c)^2 \cdot I_2^3 \cdot 10^4}{P_6 \cdot [I_2 + 2 \cdot (R - r_{12})]^2}; \quad P_{631} = 1.537 \times 10^3 \text{ Вт}. \quad (1.85)$$

Обмотка СН-НН: $K_3 = 2.2$ (страница 319[1]).

$$P_{621} = \frac{K_3 \cdot U_{к21}^2 \cdot (B_c \cdot \Pi_c)^2 \cdot I_2^3 \cdot 10^4}{P_6 \cdot [I_2 + 2 \cdot (R - r_{12})]^2}; \quad P_{621} = 495.314 \text{ Вт}. \quad (1.86)$$

1.7 Расчет напряжений короткого замыкания

Расчет реактивных составляющих напряжений короткого замыкания обмотки ВН-СН:

K_p - коэффициент учитывающий отклонение реального потока рассеяния от идеального параллельного потока; $a_3 = 0.0589$ м.

$$\sigma_{32} = \frac{a_2 + a_3 + a_{21} \cdot 10^{-3} + a_2}{\pi \cdot I_2}; \quad \sigma_{32} = 0.058;$$

$$k_{p32} = 1 - \sigma_{32} \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma_{32}}}\right); \quad k_{p32} = 0.942; \quad (1.87)$$

$$u_{p32} = \frac{7.9 \cdot f \cdot S_1 \cdot \beta_H \cdot a_p \cdot k_{p32}}{u_B^2} \cdot 10^{-1}; \quad u_{p32} = 7.737 \%$$

По рисунку 1. Для обмотки ВН:

$$I_x = 3 + 4 \cdot 0.5 + 4 \cdot 1.25; \quad I_x = 10 \text{ м}; \quad (1.88)$$

$$X = \frac{I_x \cdot 10^{-2}}{I_2} \cdot 100; \quad X = 12.048 \text{ м.}$$

Обмотки ВН-НН:

$$\beta_{31} = \frac{\pi \cdot d_{13}}{I_2}; \quad \beta_{31} = 2.39;$$

$$\sigma_{31} = \frac{a_3 + 0.04 + a_1}{I_2}; \quad \sigma_{31} = 0.135;$$

$$k_{p31} = 1 - \sigma_{31} \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma_{31}}}\right); \quad k_{p31} = 0.865; \quad (1.89)$$

$$a_{p31} = a_{13} \cdot 10^{-3} + \frac{a_1 + a_3}{3}; \quad a_{p31} = 0.054 \text{ м};$$

$$k_{g31} = 1 + \frac{I_2 \cdot X}{3 \cdot a_{p31} \cdot 10^4}; \quad k_{g31} = 1.006;$$

$$u_{p31} = \frac{7.9 \cdot f \cdot S_1 \cdot \beta_{31} \cdot a_p \cdot k_{p31} \cdot k_{g31}}{u_B^2} \cdot 10^{-1}; \quad u_{p31} = 8.522 \%$$

Обмотки СН-НН:

$$\beta_{21} = \frac{\pi \cdot d_{21}}{I_2}; \quad \beta_{21} = 1.996;$$

$$a_{p21} = a_{21} \cdot 10^{-3} + \frac{a_1 + a_2}{3}; \quad a_{p21} = 0.042 \text{ м};$$

$$\sigma_{21} = \frac{a_1 + 0.04 + a_1}{I_2}; \quad \sigma_{21} = 0.079; \quad (1.90)$$

$$k_{p21} = 1 - \sigma_{21} \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma_{21}}}\right); \quad k_{p21} = 0.921;$$

$$kg_{21} = 1 + \frac{I_2 \cdot X^2}{3 \cdot a_{p21} \cdot 10^4}; \quad kg_{21} = 1.095;$$

$$u_{p21} = \frac{7.9 \cdot f \cdot S_1 \cdot \beta_{21} \cdot a_{p21} \cdot k_{p21} \cdot kg_{21}}{u_B^2} \cdot 10^{-1}; \quad u_{p21} = 5.737 \text{ \%}.$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания:
Обмотки ВН-СН:

$$P_{к32} = 45606,64 \text{ Вт};$$

$$u_{a32} = \frac{P_{к32}}{10 \cdot S_H}; \quad u_{a32} = 0.724\%. \quad (1.91)$$

Обмотки ВН-НН:

$$P_{к31} = 50824.2 \text{ Вт};$$

$$u_{a31} = \frac{P_{к31}}{10 \cdot S_H}; \quad u_{a31} = 0.807\%. \quad (1.92)$$

Обмотки СН-НН:

$$P_{к21} = 44903.39 \text{ Вт};$$

$$u_{a21} = \frac{P_{k21}}{10 \cdot S_H}; \quad u_{a21} = 0.713\%. \quad (1.93)$$

Напряжения короткого замыкания:
Обмотки ВН-СН:

$$u_{k32} = u_{p32}; \quad u_{k32} = 7.737\%.$$

Обмотки ВН-НН:

$$u_{k31} = u_{p32}; \quad u_{k31} = 7.737\%.$$

Обмотки СН-НН:

$$u_{k21} = \sqrt{u_{p21}^2 + u_{a21}^2}; \quad u_{k21} = 5.781\%. \quad (1.94)$$

Таблица 1.5 - Потери короткого замыкания в трансформаторе

Обмотка	Потери	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ВН	Основные, $P_{осн3}$	24260	24260	-
	Добавочные, $P_{д3}$	72,78	72,78	-
	В отводах, $P_{отв3}$	39,3	39,8	-
СН	Основные, $P_{осн2}$	19290	-	19290
	Добавочные, $P_{д2}$	38,58	-	38,58
	В отводах, $P_{отв2}$	164,373	-	164,373
НН	Основные, $P_{осн1}$	-	24050	24050
	Добавочные, $P_{д1}$	1253	553,15	553,15
	В отводах, $P_{отв1}$	-	311,97	311,97
В баке и деталях, P_6		488,603	1537	495,314
Всего P_k		45606,64	50824,2	44903,39

Таблица 1.6 - Вес меди в обмотках трансформатора

Обмотка	ВН	СН	НН	Всего
Вес меди, кг	1289	587	704	2580

Вес провода, кг $\left\| \begin{array}{cccc} 1315 & 298 & 718 & 2631 \end{array} \right.$

1.8 Расчет тока и механических сил при коротком замыкании

Максимальные токи короткого замыкания возникают в обмотках НН и СН при коротком замыкании в обмотке СН (НН- первичная обмотка), а в обмотке ВН - при коротком замыкании в этой обмотке.

Установившийся ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} \text{ВН: } I_{\text{кy3}} &= I_{\text{ном3}} \cdot \frac{100}{u_{\text{к32}}}; & I_{\text{кy3}} &= 1.343 \times 10^3 \text{ А.} \\ \text{СН: } I_{\text{кy2}} &= I_{\text{ном2}} \cdot \frac{100}{u_{\text{к21}}}; & I_{\text{кy2}} &= 5.992 \times 10^3 \text{ А.} \\ \text{НН: } I_{\text{кy1}} &= I_{\text{ном1}} \cdot \frac{100}{u_{\text{к21}}}; & I_{\text{кy1}} &= 9.987 \times 10^3 \text{ А.} \end{aligned} \quad (1.95)$$

Максимальное мгновенное значение тока короткого замыкания $I_{\text{к}}$,

$$\begin{aligned} \text{ВН: } i_{\text{км3}} &= 1.41 \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_{\text{a31}}}{u_{\text{к32}}}}\right) \cdot I_{\text{кy3}}; & i_{\text{км3}} &= 3.259 \times 10^3 \text{ А;} \\ \text{СН: } i_{\text{км2}} &= 1.41 \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_{\text{a21}}}{u_{\text{к21}}}}\right) \cdot I_{\text{кy2}}; & i_{\text{км}} &= 1.418 \times 10^4 \text{ А;} \\ \text{НН: } i_{\text{км1}} &= 1.41 \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_{\text{a21}}}{u_{\text{к21}}}}\right) \cdot I_{\text{кy1}}; & i_{\text{км}} &= 2.364 \times 10^4 \text{ А.} \end{aligned} \quad (1.96)$$

Радиальные силы:

$$\begin{aligned} \text{ВН: } F_{\text{p3}} &= 0.628 (i_{\text{км3}} \cdot w_{\text{н3}})^2 \cdot \beta_{\text{н3}} \cdot k_{\text{p31}} \cdot 10^{-6}; \\ & F_{\text{p3}} = 3.867 \cdot 10^6 \text{ Н.} \\ \text{СН: } F_{\text{p2}} &= 0.628 (i_{\text{км2}} \cdot w_{\text{н2}})^2 \cdot \beta_{\text{н3}} \cdot k_{\text{p21}} \cdot 10^{-6}; \\ & F_{\text{p2}} = 6.984 \cdot 10^6 \text{ Н.} \end{aligned} \quad (1.97)$$

$$\text{НН: } F_{p1} = F_{p2};$$

$$F_{p1} = 6.984 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

Разрывающие напряжения в обмотках от радиальных сил:

$$\text{ВН: } \sigma_{p3} = \frac{F_{p3}}{2 \cdot \pi \cdot w_{н3} \cdot \Pi_3 \cdot 10^{-6}}; \quad \sigma_{p3} = 2.824 \cdot 10^7 \text{ Па};$$

$$\text{СН: } \sigma_{p2} = \frac{F_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot w_{н2} \cdot \Pi_2 \cdot 10^{-6}}; \quad \sigma_{p2} = 7.115 \cdot 10^7 \text{ Па}; \quad (1.98)$$

$$\text{НН: } \sigma_{p1} = \frac{F_{p1}}{2 \cdot \pi \cdot w_{н1} \cdot \Pi_1 \cdot 10^{-6}}; \quad \sigma_{p1} = 6.985 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Для определения осевых сил, возникающих в обмотках, рассмотрим два случая короткого замыкания на обмотке СН и на обмотке ВН при питании обмотки НН.

1. Обмотки НН и СН. Осевые силы имеют две составляющие:

$$F'_{oc} = F_{p2} \cdot \frac{a_{p21}}{2 \cdot I_2}; \quad F'_{oc} = 1.771 \cdot 10^5 \text{ Н};$$

$$I_{oc} = \frac{B - d_{н}}{2}; \quad I'_{oc} = 0.569 \text{ м}; \quad (1.99)$$

$$F''_{oc} = F_{p2} \cdot \frac{I_x \cdot 10^{-2}}{I_{oc} \cdot k_{p21} \cdot 4}; \quad F''_{oc} = 3.335 \cdot 10^5 \text{ Н};$$

Максимальные сжимающие силы в обмотках:

$$\text{НН: } F_{сж1} = F'_{oc} + F''_{oc}; \quad F_{сж1} = 5.105 \cdot 10^5 \text{ Н}; \quad (1.100)$$

$$\text{СН: } F_{сж2} = F''_{oc} - F_{oc}; \quad F_{сж2} = 1.564 \cdot 10^5 \text{ Н.}$$

Напряжение сжатия в междувитковых прокладках обмотки НН и в между катушечных прокладках обмотки СН:

$$B_{шп1} = 0.06 \text{ м}; \quad n_{21} = 16; \quad B_{шп2} = 0.06 \text{ м};$$

$$\sigma_{сж1} = \frac{F_{сж1} \cdot 10^{-6}}{n_{21} \cdot a_2 \cdot b_{шп1}}; \quad \sigma_{сж1} = 16.43 \text{ МПа}, \quad (1.101)$$

где $b_{шп1}$ - ширина прокладок м;
 a_1 - радиальный размер обмотки м;
 n_{21} - число прокладок по окружности обмотки.

$$\sigma_{сж2} = \frac{F_{сж2} \cdot 10^{-6}}{n_{21} \cdot a_1 \cdot b_{шп2}}; \quad \sigma_{сж2} = 12.633 \text{ МПа}. \quad (1.102)$$

2. Обмотки НН и ВН Осевые силы имеют две составляющие:

$$F_{ioc} = 9.805 \cdot 10^4 \text{ Н}; \quad F_{ioc} = 9.805 \cdot 10^4 \text{ Н};$$

$$F_{iioс} = F_{p3} \cdot \frac{I_x \cdot 10^{-2}}{I'_{oc} \cdot k_{p31} \cdot 4}; \quad F_{iioс} = 1.965 \cdot 10^5 \text{ Н}. \quad (1.103)$$

Величины и направления осевых сил в обмотках НН и ВН и при коротком замыкании на обмотке ВН. Максимальные сжимающие силы в обмотках равны:

$$\text{НН: } F_{сж11} = F_{ioc} + F_{iioс}; \quad F_{сж11} = 2.945 \cdot 10^5 \text{ Н}; \quad (1.104)$$

$$\text{ВН: } F_{сж3} = F_{iioс} - F_{ioc}; \quad F_{сж3} = 9.841 \cdot 10^4 \text{ Н}.$$

Напряжение сжатия в междувитковых и между катушечных прокладках

$$b_{пр} = 0.05 \text{ м};$$

$$\sigma'_{сж1} = \frac{F_{сж11} \cdot 10^{-6}}{n_{21} \cdot b_{пр} \cdot a_2}; \quad \sigma'_{сж1} = 11.373 \text{ МПа}. \quad (1.105)$$

где $b_{пр}$ - ширина прокладки м;
 a_1 - радиальный размер обмотки, м;
 n_{31} - число прокладок по окружности обмотки, $n_{31} = 16$.

$$\sigma_{сж3} = \frac{F_{сж3} \cdot 10^{-6}}{n_{31} \cdot b_{пр} \cdot a_1}; \quad \sigma_{сж3} = 9.539 \text{ МПа}. \quad (1.106)$$

Расчет температуры обмоток при коротком замыкании.

Время, в течение которого температура обмоток достигает 250°C:

$$\begin{aligned}
 \text{НН: } t_{k1} &= 2.5 \cdot \left(\frac{u_{k21}}{J_1 \cdot 10^{-6}} \right)^2; & t_{k1} &= 5.876 \text{ сек;} \\
 \text{СН: } t_{k2} &= 2.5 \cdot \left(\frac{u_{k21}}{J_2 \cdot 10^{-6}} \right)^2; & t_{k2} &= 6.103 \text{ сек;} \\
 \text{ВН: } t_{k3} &= 2.5 \cdot \left(\frac{u_{k31}}{J_3 \cdot 10^{-6}} \right)^2; & t_{k3} &= 19.089 \text{ сек.}
 \end{aligned} \tag{1.107}$$

Температура обмоток через 5 сек после возникновения короткого замыкания:

$$t_k = 5^\circ\text{C}; \quad \theta_H = 90^\circ\text{C};$$

$$\text{НН: } \theta_{k1} = \frac{670 \cdot t_k}{12.5 \cdot \left(\frac{u_{k21}}{J_1 \cdot 10^{-6}} \right)^2 - t_k} + \theta_H; \quad \theta_{k1} = 227,402^\circ\text{C};$$

$$\text{СН: } \theta_{k2} = \frac{670 \cdot t_k}{12.5 \cdot \left(\frac{u_{k21}}{J_2 \cdot 10^{-6}} \right)^2 - t_k} + \theta_H; \quad \theta_{k2} = 221,294^\circ\text{C}.$$

(1.108)

$$\text{ВН: } \theta_{k3} = \frac{670 \cdot t_k}{12.5 \cdot \left(\frac{u_{k31}}{J_3 \cdot 10^{-6}} \right)^2 - t_k} + \theta_H; \quad \theta_{k3} = 127,039^\circ\text{C}.$$

1.9 Расчет магнитной системы

Выбираем конструкцию плоской трехфазной магнитной системы, собираемой из пластин холоднокатаной текстурованной, стали марки 3404, 0,35 мм.

Стержни магнитной системы скрепляются бандажами из стеклоленты, ярма прессуются ярмовыми балками. Верхнее и нижнее ярма связаны стальными немагнитными пластинами, положенными на крайний пакет стержня.

Сечение стержня с 8 ступенями; размеры пакетов - по таблице 8.3 [1]. Сечение ярма повторяет сечение стержня; три последних пакета объединены в один с шириной пластины 21.5 см и толщиной 3.3; в ярме 6 ступеней. В стержне и ярме два продольных канала по 0.6 см.

Полное сечение стержня

$P_{\text{фс}} = 1035,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ по таблице 8.7 [1].

Таблица 1.7 - Сечение стержня (в одной половине)

№ пакета	Ширина, мм	Толщина, мм	Сечение, мм
1	368	47	17300
2	350	27	9450
3	325	24	7800
4	310	12	3720
5	295	10	2950
<i>Продолжение таблицы 1.7</i>			
6	250	23	5750
7	215	13	2795
8	155	15	2325

Активное сечение:

$$P_c = K_3 \cdot P_{\text{фс}};$$

$$P_c = 0.1 \text{ м}^2. \quad (1.109)$$

Таблица 1.8 - В ярме пакеты №1-6 имеют те же размеры и общее сечение, что и в стержне

№ пакета	Ширина, мм	Толщина, мм	Сечение, мм
1-5	36,8 - 29,5	14,3	483,34
6	250	23	5750
	Всего	17,7	568,34

Полное сечение ярма: $P_{\text{фя}} = 1063,4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$.

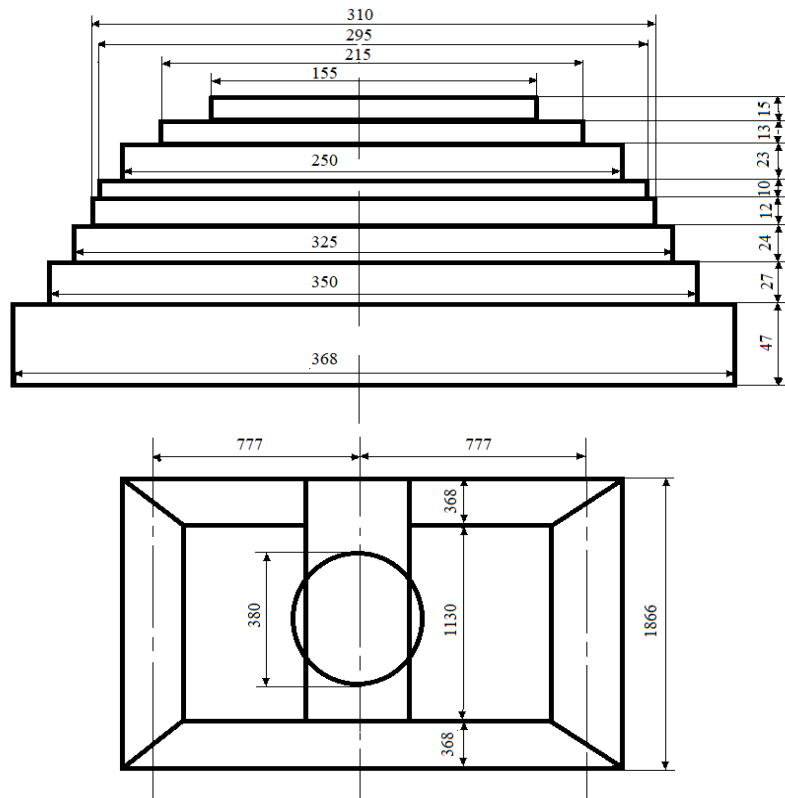


Рисунок 1.3 - Размер магнитной системы трансформатора

Активное сечение:

$$\Pi_{\text{я}} = K_3 \cdot \Pi_{\text{фя}}; \quad \Pi_{\text{я}} = 0.103 \text{ м}^2. \quad (1.110)$$

Ширина яра, $\delta = 10$ мм по таблице 8.8 [1].

$$r = \frac{50}{2} \text{ мм};$$

$$b_{\text{я}} = d_{\text{н}} - (2 \cdot r + \delta) \cdot 10^{-3}; \quad b_{\text{я}} = 0,32 \text{ м}, \quad (1.111)$$

где $2r = 50$ мм на странице 369 [1].

δ - высота сегмента, мм.

Длина стержня при наличии нажимного кольца:

$$l_{\text{с}} = l_2 + (I_0' + I_0'') \cdot 10^{-3}; \quad l_{\text{с}} = 1,13 \text{ м}. \quad (1.112)$$

Расстояние между осями соседних стержней:

$$C = D_3'' + a_{33} - 10^{-3}; \quad C = 0.946 \text{ м}. \quad (1.113)$$

Объем угла по таблице 8.7 [1]:

$$V_y = 33074 \text{ см}^2.$$

Масса стали угла магнитной системы:

$$y_{ст} = 7650 \text{ кг/ м}^3;$$

$$G_y = K_3 \cdot V_y \cdot y_{ст} \cdot 10^{-6}; \quad G_y = 245,426 \text{ кг.} \quad (1.114)$$

Масса стали в стержнях в пределах окна магнитной системы:

$$G_{1c} = c \cdot \Pi_c \cdot I_c \cdot y_{ст}; \quad G_{1c} = 2.606 \cdot 10^3 \text{ кг.} \quad (1.115)$$

где c - число активных стержней;

$y_{ст}$ - плотность трансформаторной стали, $y_{ст} = 7650 \text{ кг/м}^3$ на странице 366 [1];

$a_{1я}$ - ширина прессуемых пакетов стержня, $a_{1я} = 0,350 \text{ м}$, по табличке 8.4 [1].

Масса стали в местах стыка пакетов стержня и ярма:

$$G_{2c} = c \cdot (\Pi_c \cdot a_{1я} \cdot y_{ст} \cdot G_y); \quad G_{2c} = 70,769 \text{ кг.} \quad (1.116)$$

Масса стали стержней:

$$G_c = G_{1c} + G_{2c}; \quad G_c = 2.676 \cdot 10^3 \text{ кг.} \quad (1.117)$$

Вес стали в ярмах:

$$G_{1я} = 2 \cdot \Pi_{я} \cdot 2 \cdot c \cdot y_{ст}; \quad G_{1я} = 2.454 \cdot 10^3 \text{ кг};$$

$$G_{2я} = 2 \cdot G_y; \quad G_{2я} = 490,851 \text{ кг}; \quad (1.118)$$

$$G_{я} = G_{1я} + G_{2я}; \quad G_{я} = 2.944 \cdot 10^3 \text{ кг.}$$

Полная масса стали трансформатора:

$$G_{ст} = G_c + G_{я}; \quad G_{ст} = 5,621 \cdot 10^3 \text{ кг.} \quad (1.119)$$

1.10 Расчет потерь и тока холостого хода

Магнитная система шихтуется из электротехнической стали тонколистовой рулонной холоднокатаной текстурованной стали марки 3404 толщиной 0.35 мм.

Индукция в стержне:

$$B_c = \frac{u_B}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_c}; \quad B_c = 1,569 \text{ Тл.} \quad (1.120)$$

Индукция в ярме:

$$B_y = \frac{u_B}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_y}; \quad B_y = 1,528 \text{ Тл.} \quad (1.121)$$

По таблице 8.10 [1] находим удельные потери:

$$B_c = 1,569 \text{ Тл}; \quad p_c = 1,25 \text{ Вт/кг}; \quad p_{yc} = 622 \text{ Вт/м}^2.$$

при $B_y = 1,528 \text{ Тл}$:

$$p_y = 1,145 \text{ Вт/кг}; \quad p_{yy} = 590 \text{ Вт/м}^2.$$

$$\text{при } B_{\text{кос}} = \frac{B_c}{\sqrt{2}}: \quad B_{\text{кос}} = 1,11 \text{ Тл}; \quad p_{yz} = 294 \text{ Вт/м}^2.$$

Потери холостого хода:

По тексту глава 8 и таблица 8.13 [1] находим коэффициенты для стали 3404 толщиной 0,35 мм при наличии отжига:

$$k_{\text{пя}} = 1; \quad k_{\text{пш}} = 1,08; \quad k_{\text{пп}} = 1,03; \quad k_{\text{пз}} = 1; \quad k_{\text{пр}} = 1,05; \quad k_{\text{пу}} = 10,18;$$

$$n_{\text{кос}} = 4; \quad n_c = 1; \quad n_y = 2.$$

$$P_{\text{хх}} = [k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{пз}} \cdot (p_c \cdot G_c + p_y \cdot G_{1y} - 4 \cdot p_y \cdot G_y + \frac{p_c + p_y}{2} \cdot k_{\text{пу}} \cdot G_y) + n_{\text{кос}} \cdot p_{yz} \cdot \sqrt{2} \cdot \Pi_c + n_c \cdot \Pi_c \cdot p_{yc} + n_y \cdot \Pi_c \cdot p_{yy}] \cdot k_{\text{пя}} \cdot k_{\text{пш}} \cdot k_{\text{пш}}; \quad (1.122)$$

$$P_{\text{хх}} = 9.761 \cdot 10^3 \text{ Вт.}$$

По таблице 8.17 [1] находим удельные намагничивающие мощности:

$$\text{при } B_c = 1.569 \text{ Тл: } q_{\text{нс}} = 1.625 \text{ ВА/кг}; \quad q_{\text{сз}} = 22000 \text{ ВА/м}^2;$$

$$\text{при } B_y = 1.528 \text{ Тл: } q_{\text{ня}} = 1.443 \text{ ВА/кг}; \quad q_{\text{яз}} = 18300 \text{ ВА/м}^2;$$

$$\text{при } B_{\text{кос}} = 1.11 \text{ Тл: } q_{\text{кос}} = 2500 \text{ ВА/кг.}$$

Для принятой конструкции магнитной системы и технологии ее изготовления используем, в котором по 8.3 и таблице 8.12 и 8.21 [1] принимаем коэффициенты:

$K_{тр}$ - коэффициент, учитывающий влияние резки полосы рулона на пластины;

$K_{ТЗ}$ - коэффициент, учитывающий влияние срезания заусенцев;

$K_{ТПЛ}$ - коэффициент, учитывающий ширину пластин в углах магнитной системы;

$K_{ТЯ}$ - коэффициент, учитывающий форму сечения ярма;

$K_{ТП}$ - коэффициент, учитывающий прессовку магнитной системы;

$K_{ТПШ}$ - коэффициент, учитывающий перешихтовку верхнего ярма;

По таблице 8.20 [1] находим коэффициент $K_{ТУ}$.

$$K_{тр} = 1,18; \quad K_{ТЗ} = 1; \quad K_{ТПЛ} = 1,3; \quad K_{ТЯ} = 1; \quad K_{ТП} = 1,05;$$

$$K_{ТПШ} = 1,08; \quad K_{ТУ} = 42,1; \quad n_k = 4; \quad n_{k1} = 1; \quad n_{k2} = 2.$$

$$K_{ТТ} = K_{тр} \cdot K_{ТЗ}; \quad k_{ТТ} = 1,18.$$

Намагничивающий мощность при холостом ходе:

$$Q_{ся} = K_{ТТ} \cdot (q_{нс} \cdot G_c + q_{ня} - G_{1я} - 4 \cdot q_{ня} - G_y + \frac{q_{нс} + q_{ня}}{2} \cdot K_{ТУ} \cdot K_{ТПЛ} \cdot G_y); \quad (1.123)$$

$$Q_{ся} = 3,195 \cdot 10^4 \text{ ВА.}$$

$$Q_3 = n_k \cdot q_{кос} \cdot \sqrt{2} \cdot П_c + n_{k1} \cdot q_{сз} \cdot П_c + n_{k2} \cdot q_{яз} \cdot П_я; \quad (1.124)$$

$$Q_3 = 7,407 \cdot 10^3 \text{ ВА.}$$

$$Q_{ХХ} = (Q_{ся} + Q_3) \cdot K_{ТЯ} \cdot K_{ТП} \cdot K_{ТПШ}; \quad Q_{ХХ} = 4,463 \cdot 10^4 \text{ ВА.} \quad (1.125)$$

Реактивная составляющая тока холостого хода:

$$i_{ор} = \frac{Q_{ХХ}}{10 \cdot S_H}; \quad i_{ор} = 0,708 \%. \quad (1.126)$$

Активная составляющая тока холостого хода:

$$i_{оа} = \frac{P_{ХХ}}{10 \cdot S_H}; \quad i_{оа} = 0,155 \%. \quad (1.127)$$

Ток холостого хода:

$$i_o = \sqrt{i_{op}^2 - i_{oa}^2}; \quad i_o = 0,691 \%. \quad (1.128)$$

Ток холостого хода (для обмотки НН):

$$I_o = \frac{Q_{xx}}{m \cdot U_{\phi 1} \cdot 10^3}; \quad I_o = 2,362 \text{ A.}$$

$$I_{oa} = \frac{P_{xx}}{m \cdot U_{\phi 1} \cdot 10^3}; \quad I_{oa} = 0.516 \text{ A.} \quad (1.129)$$

$$I_{op} = \sqrt{I_o^2 - I_{oa}^2}; \quad I_{op} = 2,304 \text{ A.}$$

Коэффициент полезного действия трансформатора:

$$\text{ВН-СН:} \quad \eta_{32} = \left(1 - \frac{P_{к32} + P_{xx}}{S_H \cdot 10^3 + P_{к32} + P_{xx}} \right) \cdot 100; \quad \eta_{32} = 99,129 \%.$$

$$\text{ВН-НН:} \quad \eta_{31} = \left(1 - \frac{P_{к31} + P_{xx}}{S_H \cdot 10^3 + P_{к31} + P_{xx}} \right) \cdot 100; \quad \eta_{31} = 99,047 \%. \quad (1.130)$$

$$\text{СН-НН:} \quad \eta_{21} = \left(1 - \frac{P_{к21} + P_{xx}}{S_H \cdot 10^3 + P_{к21} + P_{xx}} \right) \cdot 100; \quad \eta_{21} = 99,14 \%.$$

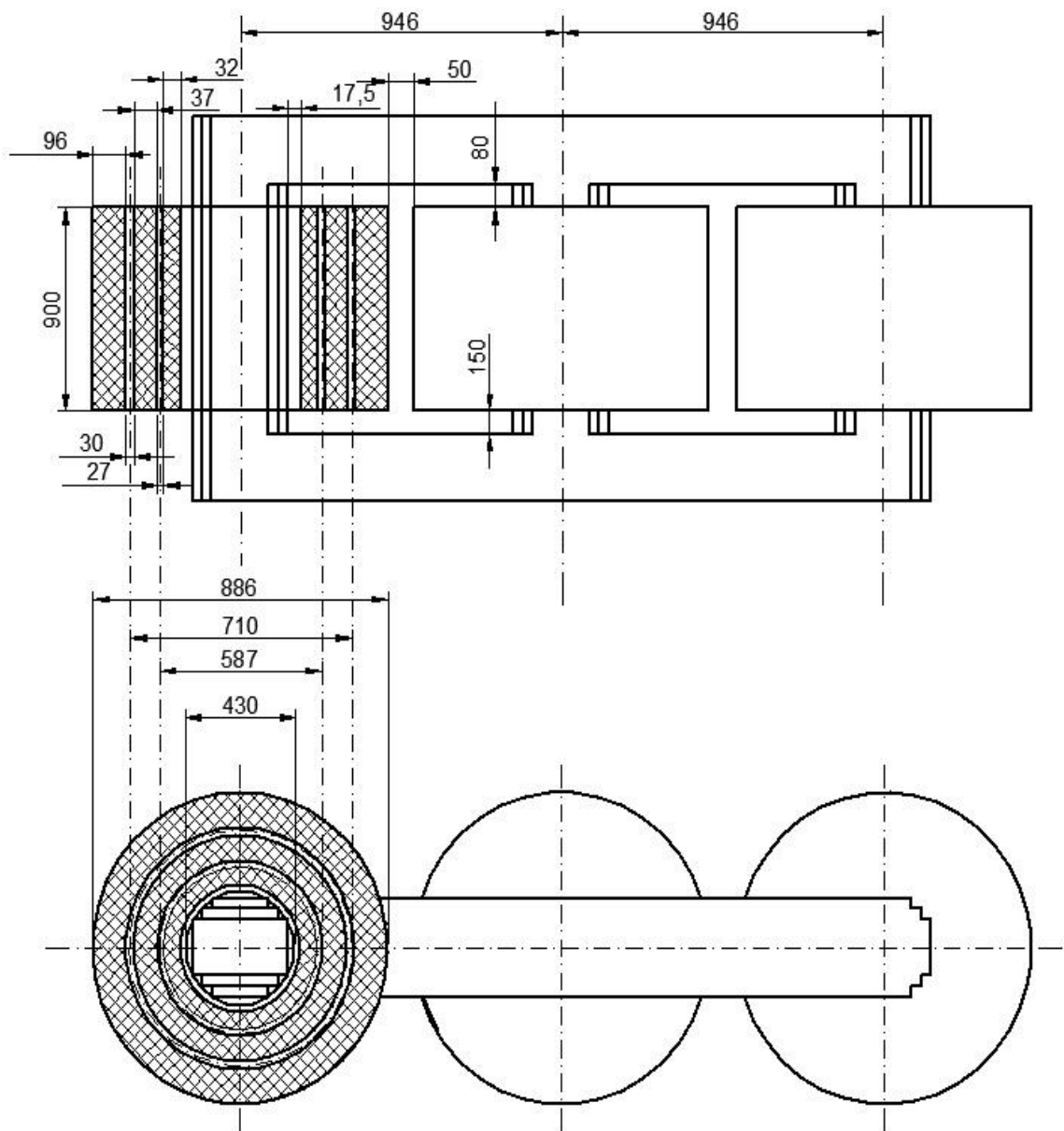


Рисунок 1.4 - Основные размеры трансформатора

2 Тепловой расчет

2.1 Перепады температуры на обмотках

Внутренний перепад.

Обмотка ВН:

$\lambda_{из}$ – теплопроводности изоляции провода для различных материалов по таблице 9.1 [1];

$\delta_{из}$ - толщина изоляции провода на одну сторону.

$$\lambda_{из} = 0,17 \text{ Вт/м}\cdot\text{С}; \quad \delta_{т1} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$\theta_{o3} = \frac{q_3' \cdot \delta_{\tau1}}{\lambda_{из}}; \quad \theta_{o3} = 7,91^\circ\text{C}.$$

Обмотка СН: $\delta_{\tau2} = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м};$

$$\theta_{o2} = \frac{q_2' \cdot \delta_{\tau2}}{\lambda_{из}}; \quad \theta_{o2} = 4,246^\circ\text{C}. \quad (2.1)$$

Обмотка НН: $\delta_{\tau1} = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м};$

$$\theta_{o1} = \frac{q_1' \cdot \delta_{\tau1}}{\lambda_{из}}; \quad \theta_{o1} = 1,297^\circ\text{C}.$$

Перепады на поверхности обмоток.

Обмотка ВН:

k_1 - по тексту 9.5 [1] для всех трех обмоток;

k_2 для обмотки ВН и внутренних обмоток СН и НН (1 стр. 427);

k_3 по таблице 9.3 [1].

$$k_1 = 0,9; \quad k_2 = 1; \quad k_3 = 0,9;$$

$$\theta_{om3} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 \cdot q_3'^{0,6}; \quad \theta_{om3} = 29,05^\circ\text{C}. \quad (2.2)$$

Обмотка СН:

$$k_{i2} = 0,8; \quad k_{22} = 1,1;$$

$$\theta_{om2} = k_1 \cdot k_{22} \cdot k_{i2} \cdot 0,35 \cdot q_3'^{0,6}; \quad \theta_{om2} = 33,042^\circ\text{C}. \quad (2.3)$$

Обмотка НН:

$$k_{i1} = 0,8.$$

$$\theta_{om1} = k_1 \cdot k_{22} \cdot k_{i1} \cdot 0,35 \cdot q_3'^{0,6}; \quad \theta_{om1} = 16,129^\circ\text{C}. \quad (2.4)$$

Полные перепады температуры на обмотках:

ВН: $\theta_{omcp3} = \theta_{o3} + \theta_{om3}; \quad \theta_{omcp3} = 36,969^\circ\text{C};$

СН: $\theta_{omcp2} = \theta_{o2} + \theta_{om2}; \quad \theta_{omcp2} = 37,288^\circ\text{C};$

НН: $\theta_{omcp1} = \theta_{o1} + \theta_{om1}; \quad \theta_{omcp1} = 17,516^\circ\text{C}.$

2.2 Выбор основных размеров бака

Выбираем конструкцию гладкого бака с радиаторами и прямыми трубами.

Ширина бака выбирается из условий изоляции отводов от наружной обмотки ВН и от стенок бака (рисунок 2.2 а и б). Отвод ВН по таблице 4.11 имеет диаметр стержня 4 мм, изоляция кабельной бумагой 2 мм на сторону; общая толщина отводов $d_3 = 4 + 2 \cdot 2 = 8$ мм; расстояние от отвода до гладкой стенки бака $s_1 = 50$ мм; расстояние до прессующей балки ярма $s_2 = 50$ мм. Общее расстояние от обмотки ВН до стенки бака не менее $s_1 + s_2 + d_3 = 40 + 42 + 8 = 90$ мм. Отводы НН - медный гибкий провод с бумажной изоляцией на ток 333.3 А, диаметр голого провода 14,3 мм, сечение 95 мм, толщина изоляции на сторону 3 мм, наружный диаметр $d_1 = 20$ мм (страница 430 [11]). Расстояние отвода до обмотки ВН по таблице 4.12 [1] $s_3 = 25$ мм.

Расстояние отвода до стенки бака по таблице 4.11 [1] $s_4 = 50$ мм. Общее расстояние от обмотки ВН до стенки бака не менее $s_3 + s_4 + d_1 = 25 + 50 + 20 = 95$ мм.

Ширина бака:

$$s_1 = 40 \text{ мм}; \quad s_2 = 42 \text{ мм}; \quad s_3 = 25 \text{ мм}; \quad s_4 = 50 \text{ мм};$$

$$d_1 = 20 \text{ мм}; \quad d_2 = 10 \text{ мм}.$$

$$B = D''_3 + (s_1 + s_2 + d_1 + s_3 + s_4 + d_1) \cdot 10^{-3}; \quad B = 0,914 \text{ м}. \quad (2.6)$$

Длина бака:

$$A = 2 \cdot C + D''_3 + 2 \cdot s_5 \cdot 10^{-3}; \quad A = 2,27 \text{ м}. \quad (2.7)$$

Высота активной части:

$$n_T = 50 \text{ мм}; \quad h_{я} = d_H; \quad h_{я} = 0,38 \text{ м};$$

$$H_{ач} = I_c + 2 \cdot h_{я} + n_T \cdot 10^{-3}; \quad H_{ач} = 1,94 \text{ м}. \quad (2.8)$$

где I_c - высота стержня, м;

$h_{я}$ - высота ярма, м;

n_T - толщина бруска между дном бака и нижним ярмом, мм.

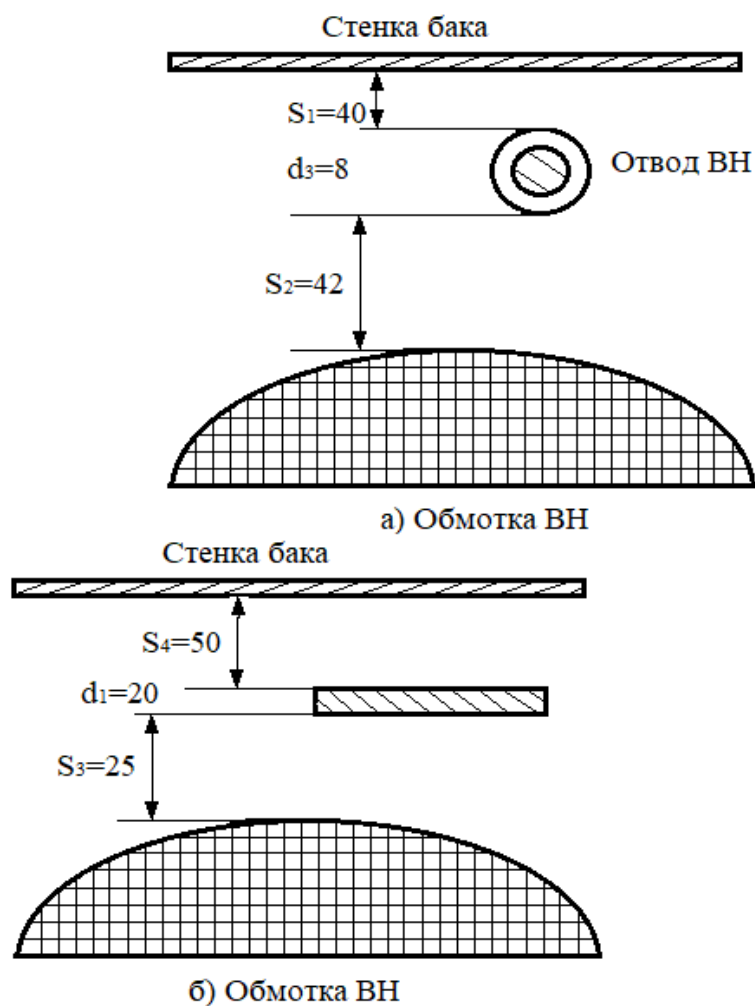


Рисунок 2.1 (а) и (б) - Определение основных расстояний от обмотки ВН до стенки бака

Принимаем расстояние от верхнего ярма до крышки бака при горизонтальном расположении над ярмом переключателя ответвлений ВН по таблице 9.5 [1].

$$H_{\text{як}} = 400 \text{ мм.}$$

Глубина бака:

$$H_6 = H_{\text{ач}} + H_{\text{як}} \cdot 10^{-3}; \quad H_6 = 2,34 \text{ м.} \quad (2.9)$$

Периметр бака:

$$p = 2 \cdot (A - B) + \pi + B; \quad p = 6,6 \text{ м.} \quad (2.10)$$

Для развития должной поверхности охлаждения целесообразно использовать радиаторы с прямыми трубами по рисунке 9.16 [1] с расстоянием между осями фланцев $A_p = 2000$ мм по таблице 9.9 [1], с

поверхностью труб $\Pi_{\text{тр}} = 6,253$ м и двух коллекторов $\Pi_{\text{кк}} = 0,34$ м. Для установки этих радиаторов глубина бака должна быть принята.

$$A_p = 2000 \text{ мм}; \quad c_1 = 0,085 \text{ м}; \quad c_2 = 0,10 \text{ м}.$$

$$H_6 = A_p \cdot 10^{-3} + c_1 + c_2; \quad H_6 = 2,2 \text{ м}. \quad (2.11)$$

где c_1 и c_2 - расстояния осей фланцев радиатора от нижнего и верхнего срезов стенки бака по таблице 9.9 [1].

Задаемся превышением средней наиболее нагретой отмотки над воздухом $\Theta_{\text{в}} = 65$ °С. Среднее превышение температуры масла над воздухом.

$$\Theta_{1\text{МВ}} = \Theta_{1\text{ОВ}} - \Theta_{\text{омср3}}; \quad \Theta_{1\text{МВ}} = 28,031^\circ\text{С}. \quad (2.12)$$

Превышение температуры масла в верхних слоях:

$$\Theta_{1\text{МВВ}} = 1,2 \cdot \Theta_{1\text{МВ}}; \quad \Theta_{1\text{МВВ}} = 33,637^\circ\text{С} < 55^\circ\text{С}. \quad (2.13)$$

Принимая предварительно перепад температуры на внутренней поверхности стенки бака $\Theta_{\text{мб}} = 5$ °С, находим среднее превышение температуры стенки бака над температурой воздуха:

$$\Theta_{1\text{мб}} = 5^\circ\text{С};$$

$$\Theta_{1\text{бв}} = \Theta_{1\text{МВ}} - \Theta_{1\text{мб}}; \quad \Theta_{1\text{бв}} = 23,031^\circ\text{С}. \quad (2.14)$$

Для выбранного размера бака рассчитываем поверхность конвекции гладкой стенки бака:

$$\Pi_{\text{кгл}} = H_6 \cdot p; \quad \Pi_{\text{кгл}} = 14,52 \text{ м}^2. \quad (2.15)$$

Ориентировочная поверхность излучения бака с радиаторами:

$$K = 1,5;$$

$$\Pi_{\text{и}} = K \cdot \Pi_{\text{кгл}}; \quad \Pi_{\text{и}} = 21,78 \text{ м}, \quad (2.16)$$

где K - коэффициент, учитывающий отношение периметра поверхности излучения к поверхности гладкой части бака.

Ориентировочная необходимая поверхность конвекции для заданного значения $\Theta_{\text{бв}} = 23$ °С.

$$k = 1,05\%;$$

$$\Pi_{\text{лк}} = \frac{\kappa \cdot (P_{\text{к32}} + P_{\text{xx}})}{2,5 \cdot \Theta_{\text{бв}}^{1,25}} - 1,12 \cdot \Pi_{\text{и}}; \quad \Pi_{\text{лк}} = 436,514 \text{ м.} \quad (2.17)$$

Поверхность конвекции составляется из: поверхности гладкого бака: $\Pi_{\text{кгл}} = 14,52$ м поверхности крышки бака:

$$\Pi_{\text{ккр}} = ((A - B) \cdot (B + 0,16) + \frac{\pi \cdot B^2}{4}); \quad \Pi_{\text{ккр}} = 3,376 \text{ м}^2. \quad (2.18)$$

где 0,16 - удвоенная ширина верхней рамы бака.

Поверхность конвекции радиаторов:

$$\Sigma \Pi_{\text{кр}} = \Pi_{\text{лк}} - \Pi_{\text{кгл}} - \Pi_{\text{ккр}}; \quad \Sigma \Pi_{\text{кр}} = 418,618 \text{ м}^2. \quad (2.19)$$

Поверхность конвекции радиатора, приведенная к поверхности гладкой стенки:

$$\Pi_{\text{кк}} = 0,34 \text{ м}^2; \quad \Pi_{\text{тр}} = 6,253 \text{ м}^2.$$

$\kappa_{\text{ф}} = 1,26$ по таблице 9.6 [1].

$$\Pi_{\text{кр}} = \Pi_{\text{тр}} \cdot \kappa_{\text{ф}} + \Pi_{\text{кк}}; \quad \Pi_{\text{кр}} = 8,219 \text{ м}^2. \quad (2.20)$$

Поверхность конвекции бака $n_{\text{р}} = 50$:

$$\Pi_{\text{к}} = \Pi_{\text{кр}} \cdot n_{\text{р}} + \Pi_{\text{кгл}} + \Pi_{\text{ккр}}; \quad \Pi_{\text{к}} = 428,835 \text{ м}^2. \quad (2.21)$$

Среднее превышение температуры наружной поверхности трубы над температурой воздуха:

$$\Theta_{\text{бв}} = \left[\frac{\kappa \cdot (P_{\text{к32}} + P_{\text{xx}})}{2,8 \cdot \Pi_{\text{и}} + 2,5 \cdot \Pi_{\text{к}}} \right]^{0,8}; \quad \Theta_{\text{бв}} = 23,343 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.22)$$

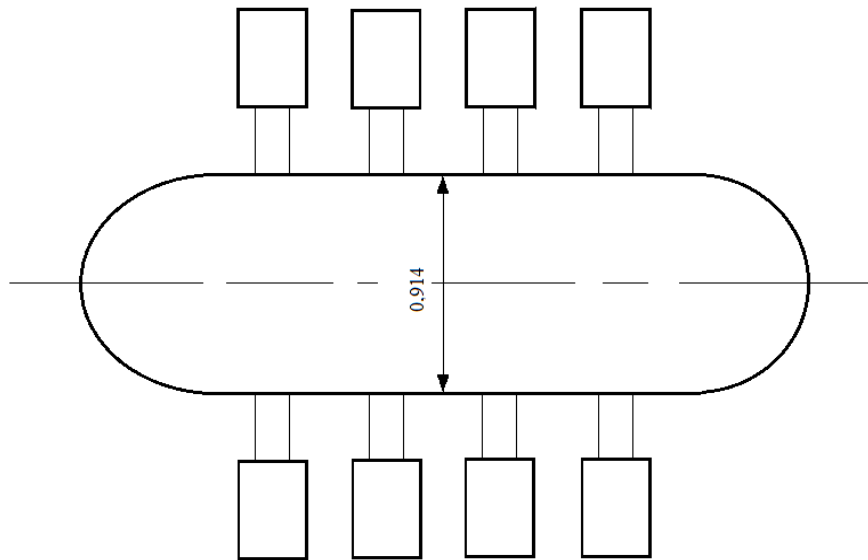


Рисунок 2.2 - Трансформатор типа ТДТН – 10000/35. Эскиз расположения радиаторов по периметру бака

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки над температурой внутренней поверхности стенки трубы:

$$\Theta_{\text{мб}} = \left[\frac{\kappa \cdot (P_{\text{к32}} + P_{\text{хх}})}{\Pi_{\text{кр}} \cdot n_{\text{р}} + \Pi_{\text{гкл}} + 0,5 \cdot \Pi_{\text{кр}}} \right]^{0,6}; \quad \Theta_{\text{мб}} = 3,136 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.23)$$

Превышение температуры масла над температурой воздуха:

$$\Theta_{\text{мв}} = \Theta_{\text{бв}} + \Theta_{\text{мб}}; \quad \Theta_{\text{мв}} = 26,478 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.24)$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой воздуха;

где σ - коэффициент для баков с радиаторами может быть принят равным $\sigma = 1,2$ на странице 446 [1];

$$\Theta_{\text{мвв}} = \sigma \cdot (\Theta_{\text{бв}} + \Theta_{\text{мб}}); \quad \Theta_{\text{мвв}} = 31,774 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.25)$$

Превышение температуры обмоток над воздухом:

$$\text{ВН: } \Theta_{\text{ов3}} = \Theta_{\text{омср3}} + \Theta_{\text{бв}} + \Theta_{\text{мб}}; \quad \Theta_{\text{ов3}} = 63,5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\text{СН: } \Theta_{\text{ов2}} = \Theta_{\text{омср2}} + \Theta_{\text{бв}} + \Theta_{\text{мб}}; \quad \Theta_{\text{ов2}} = 63,766 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (2.26)$$

$$\text{ВН: } \Theta_{\text{ов1}} = \Theta_{\text{омср1}} + \Theta_{\text{бв}} + \Theta_{\text{мб}}; \quad \Theta_{\text{ов1}} = 43,99 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2.3 Определение массы масла

Объем бака:

$$V_{\text{б}} = \left[(A - B) \cdot B + \frac{B^2 \cdot \pi}{4} \right] \cdot H_{\text{б}}; \quad V_{\text{б}} = 7,098 \text{ м}^3. \quad (2.27)$$

Объем активной части $\Sigma G_{\text{м}} = 2633$:

$$V_{\text{ач}} = \frac{\sigma \cdot (\Sigma G_{\text{м}} + G_{\text{ст}})}{5300}; \quad V_{\text{ач}} = 1,869 \text{ м}^3. \quad (2.28)$$

Объем масла в баке:

$$V_{\text{мб}} = V_{\text{б}} - V_{\text{ач}}; \quad V_{\text{мб}} = 5,229 \text{ м}^3. \quad (2.29)$$

Масса масла в баке:

$$G_{\text{мб}} = 900 \cdot V_{\text{мб}}; \quad G_{\text{мб}} = 4,706 \cdot 10^3 \text{ кг}. \quad (2.30)$$

Масса масла в радиаторах:

$$G_{\text{мр}} = n_{\text{р}} \cdot 362; \quad G_{\text{мб}} = 1,81 \cdot 10^4 \text{ кг}. \quad (2.31)$$

Объем масса масла:

$$G_{\text{м}} = G_{\text{мб}} \cdot G_{\text{мр}}; \quad G_{\text{м}} = 2,281 \cdot 10^4 \text{ кг}. \quad (2.32)$$

3 Специальная часть

3.1 Диагностика состояния трансформаторов

Где бы ни были установлены трансформаторы и как бы они не эксплуатировались, «болезни» у них, как правило, одни. Уровень эксплуатации определяет не характер возможных повреждений, а возможность как можно более раннего выявления проявляющихся отклонений от нормы, проведения требуемого объема профилактических работ, качественного ремонта. Естественно, что чем выше уровень эксплуатации, тем меньше неприятности доставляют трансформаторы.

Прежде чем говорить о способах проверки состояния трансформаторов, подумайте о наиболее характерном повреждении, которое может произойти в любом масляном трансформаторе. Повреждения или отклонения, вызванные нормальным режимом работы, могут возникать по нескольким причинам: недостатки конструкции, скрытые дефекты изготовления, нарушение правил

транспортировки, технология сборки или правила эксплуатации, ремонт низкого качества.

Проверка состояния трансформатора сложна. Обычно он начинается на стадии приготовления. В этом случае проверьте качество изоляции и активных материалов, отдельных деталей и деталей, качество сборки. Готовый трансформатор проходит тщательное тестирование на заводской испытательной станции, оснащенной всем необходимым диагностическим оборудованием. Он контролирует герметичность трансформатора во время транспортировки и в некоторых случаях влияние механической силы. Входящий трансформатор также требует эффекта проверки состояния в соответствии с техническими материалами управления" сильными трансформаторами " как в процессе хранения, так и в процессе сборки. Транспортировка, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. "После окончания установки, перед вводом в эксплуатацию, для диагностики состояния трансформатора, электропроводка (PUE) тестируется в объеме, предусмотренном правилами устройства.

Наиболее распространенной формой повреждения силовых трансформаторов 110 кВ или выше является повреждение высоковольтных входов. В настоящее время используются герметичные и герметичные маслonaполненные входы и твердые изолированные входы.

Этот проект диссертации охватывает следующие темы: 1. Диссертация Основные понятия, используемые в проекте.

Проблема проверки состояния трансформаторов возникла сразу после формирования замкнутых масляных трансформаторов. Для осмотра любого внутреннего блока необходимо закрыть, опорожнить масло, провести капитальный ремонт и перезаправить масло. И все это должно соответствовать многим правилам, иначе трансформатор должен быть высушен перед включением. С непрерывной работой масляных трансформаторов ремонтные работы выполняются очень часто. В связи с этим неудобства и трудности заставили искать и совершенствовать такие методы контроля и слива масла. Кроме того, было отмечено, что трансформатор обычно открывается без необходимости октябрь, вероятность повреждения.

3.2 Испытание и химический анализ трансформаторного масла

При внешнем осмотре трансформаторов не возникает множественных повреждений или отклонений от нормального состояния. Это особенно правильно для новых внутренних повреждений. Локальный перегрев, частичный разряд (при тонкой или твердой изоляции), открытый искр в контактных соединениях, ВТК. такие внутренние повреждения оказывают какое-либо влияние на характеристики трансформаторного масла. Изменение его свойств происходит в результате естественного старения, как в увлажнении, загрязнении, выбросе воздуха или других газах и, наконец, в

самой нефти, так и в твердой изоляции. Испытания трансформаторного масла и химический анализ являются древними и распространенными способами проверки состояния трансформаторов.

Трансформаторное масло работает как диэлектрическая и охлаждающая среда, так и дугогасящая среда для устройств RPN. Новое трансформаторное масло светло-желтого цвета и обладает высокими физико-химическими и диэлектрическими свойствами. Процесс окисления медленнее, все правила соблюдаются для сборки трансформатора и заполнения масла на первом этапе. С помощью простых методов изменения в масле практически не выявляются, но стабильность жира постепенно уменьшается. На втором этапе масло становится коричневым, смывается, увеличивается количество кислот и золы, появляются низкомолекулярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие, как на бумагу, так и на металлы. Есть осадки, которые разрушают обмотки охлаждения.

Кроме того, причины старения масла (высокая температура, изоляция лака, остаточная влажность масла и бумаги, медь и другие материалы, соприкасающиеся с маслом), недостаточная очистка трансформатора при замене масла, утечка воды, неисправность контактов, наличие белковых клеток и другие причины местного перегрева и т. д. б. В октябре 2013 года, когда вода попала внутрь, прочность прокола масла уменьшается. Как правило, вязкость масла и температура воспламенения в процессе повышаются испарением легких фракций масла. Однако местные нагревы могут падать в зависимости от разложения масла без попадания в воздух при высокой температуре. Предельно допустимые показатели физико-химических и диэлектрических свойств как вновь заливаемого, так и эксплуатируемого трансформаторного масла ограничены нормами. Естественно, требования к маслу, находящемуся в эксплуатации ниже, чем к вновь заливаемому.

Номинальное напряжение $U_{ном}$ относится к обмотке высшего напряжения трансформатора, если проба масла берется из бака трансформатора или масло предназначено для заливки в бак. Для масла высоковольтных вводов принимается, номинальное напряжение определяется местом его установки. Если устройство установлено в линии (в автотрансформаторах на стороне среднего напряжения), то принимается номинальное напряжения данной обмотки, если нейтралы – 35 кВ (для трансформаторов 110 кВ и более) или 10 кВ.

Отбор проб масла в эксплуатации из баков трансформаторов напряжением 330 кВ и выше, а также блочных трансформаторов мощностью 180 МВА и более любого напряжения производится не реже 1 раз в год. Для остальных трансформаторов масло проверяется не реже 1 раз в 3 года. Масло негерметичных вводов напряжением 500 кВ проверяется в первые 2 года эксплуатации не реже 2 раз в год, в дальнейшем – 1 раз в 2 года; при напряжении 110-330 кВ – 1 раз в год в течение первых двух лет, в

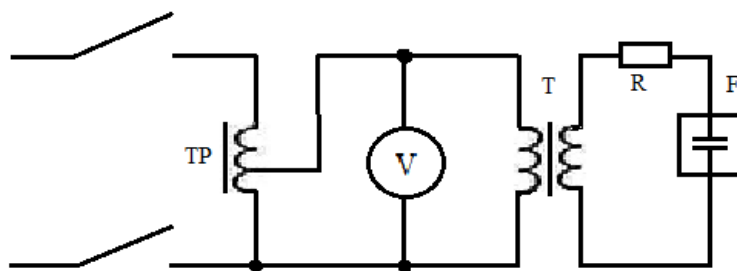
дальнейшем – 1 раз в 3 года. Масло из герметичных вводов в общем случае не проверяется.

Пробы масла из контакторов устройств РПН должны отбираться не реже 1 раз в год. Однако если переключения производятся достаточно часто, то отбор проб производится через меньшие интервалы времени. Обычно не более 5000, если иное не указано в инструкции завода-изготовителя. При снижении пробивного напряжения или обнаружении ввода масла в контакторе подлежит замене. Для многих устройств РПН инструкции заводов-изготовителей требуют заменять масло в контакторе через 5 лет или 25 тыс. переключений независимо от его состояния.

В зависимости от конкурентных условий пробы масла, как из бака трансформатора, так и из контакторов устройств РПН могут отбираться чаще, чем это предусмотрено нормами.

Для того чтобы результаты испытания или анализ масла были достоверными, отбор проб должен производиться аккуратно, с тем чтобы не допускать увлажнения, загрязнения масла и возникновения помех. Нужно очистить пробку или кран от грязи и пыли, слить в постороннюю емкость некоторое количество масла (с тем, чтобы промыть отверстие крана и быть уверенным, что в пробу масла из интересующей емкости, а не из маслосливной трубки), затем набирать пробу. Пробу берут в банку вместимостью не менее 0,5 л с притертой пробкой после двукратного ополаскивания маслом, предназначенным для испытаний. Следует помнить, что при резком изменении температуры банок на них может конденсироваться влага, поэтому открывать банки следует после того, как они приняли температуру среды. Это относится как к пустым, так и к заполненным банкам. В частности, поступившая на испытания проба масла должна пояснять в помещении лабораторной летом 2-3 ч, зимой 8-12 ч.

Одной из основных характеристик масла является электрическая прочность, или пробивное напряжение.



ТР– трансформатор регулирующий; Т– трансформатор повышающий
R– резистор токоограничивающий; F– стандартный разрядник.

Рисунок 3.1 - Принципиальная схема установки для определения электрической прочности трансформаторного масла

Для определения пробивного напряжения можно использовать аппараты АИИ-70, АИМ-80 и др. Принципиальная схема установки для

определения электрической прочности масла приведена на рис. 3. Вольтметр, как правило, включается на стороне низшего напряжения, а градуируется с учетом коэффициента трансформации испытательного трансформатора, т.е. показывает испытательное напряжение. Плавно поднимая напряжение и непрерывно наблюдая за показанием киловольтметра, фиксируют напряжение, при котором происходит пробой масла. Перед испытанием ванночку и электроды ополаскивают испытуемым маслом. Испытание проводится 5-6 раз с интервалом 1-10 мин в зависимости от типа аппарата. За пробивное напряжение принимают среднее из шести ($n=6$) значений:

$$U_{\text{пр}} = (U_1 + U_2 + \dots + U_n) / n.$$

Если одной пробой (обычно первой) резко отличается от других, его значение отбрасывается и определяется среднее значение пяти ($n=5$) остальных пробоев.

Снижение пробивного напряжения свидетельствует, как правило, о загрязнении масла водой, воздухом, волокнами и – другими примесями. Практически любое развивающееся в трансформаторе повреждение рано или поздно приводит к снижению пробивного напряжения масла, и в этом смысле его можно считать комплексной характеристикой состояния масла.

Другим показателем, характеризующим свойства трансформаторного масла как диэлектрика, является тангенс угла диэлектрических потерь или $\text{tg } \delta$. Если к идеальному диэлектрику приложить переменное напряжение U (рисунок 3.2), то через него будет протекать емкостный ток I_c . В реальном диэлектрике ток содержит также активную составляющую I_a , определяющую мощность, рассеиваемую в диэлектрике. Это мощность называется диэлектрическими потерями. Суммарный ток I в реальном диэлектрике, в том числе и в масле, оказывается сдвинутым от напряжения не на 90° , а на меньший угол, равный $90^\circ - \delta$. Чем хуже диэлектрик (или соответственно чем хуже качество масла), тем больше в нем потери, тем больше активная составляющая тока I_a , и тем больше угол δ .

Диэлектрические потери принято характеризовать тангенсом этого угла ($\text{tg } \delta$).

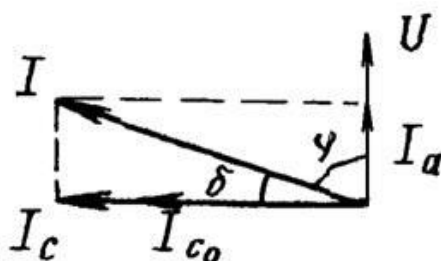
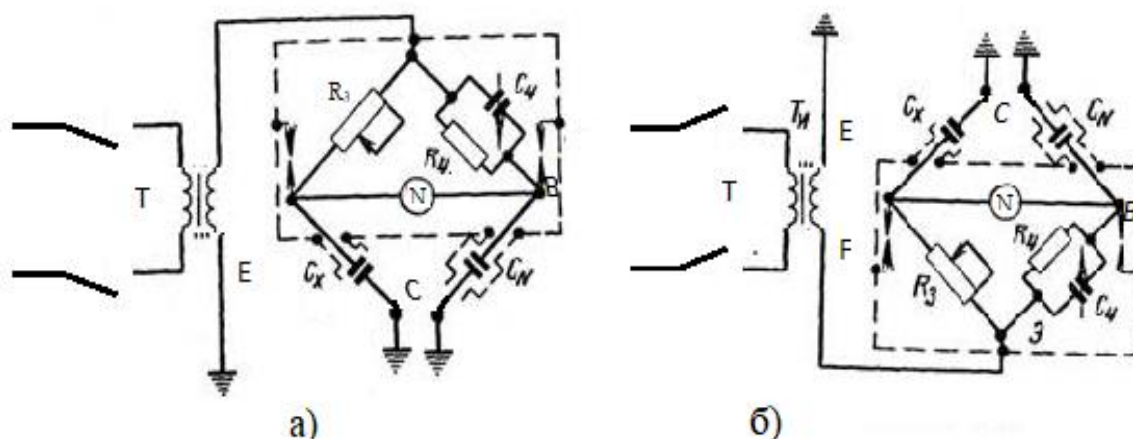


Рисунок 3.2 - Векторная диаграмма напряжения и тока в диэлектрике
Поскольку потери $P = U \cdot I \cos(90 - \delta) = U I_a = U I_c \text{tg } \delta$, то $\text{tg } \delta = I_a / I_c$ или в процентах $\text{tg } \delta = (I_a / I_c) 100\%$.

Диэлектрические потери для свежего масла характеризуют его качество и степень очистки, а в эксплуатации - степень загрязнения и

старения масла. Повышенные диэлектрические потери масла приводят к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом. При повышении $\text{tg } \delta$ масла сверх нормируемого предела нужно принять меры к его снижению или заменить масло.

Для определения $\text{tg } \delta$ масло заливают в специальный сосуд с цилиндрическими или плоскими электродами. Измерение производят с помощью моста переменного тока типов Р525, Р5026 и др. по так называемой прямой схеме. Прямая схема используется в том случае, когда ни один электрод (полюс) испытуемого объекта не связан с землей. Если один из полюсов (обычно это корпус или бак) заземлен, применяется так называемая перевернутая схема. Поскольку напряжение на электродах должно быть 2 кВ (при расстоянии между ними 2 мм), питание моста осуществляется через трансформатор Т. Регулируя R_3 и C_4 , добиваются равновесия моста. Сопротивления моста и эталонного конденсатора моста подобраны так, что $\text{tg } \delta = C_4$. Следовательно, при измерении достаточно произвести отсчет емкости C_4 . Значение R_3 при всех измерениях диэлектрических потерь масла практически не меняется.



а - прямая; б - перевернутая; Т - трансформатор; C_x - испытуемый объект; C_0 - образцовый конденсатор; N - нуль-индикатор (гальванометр); R_3 - регулируемый резистор моста; C_4 - регулируемый конденсатор моста; Э - экран моста.

Рисунок 3.3 - Принципиальная схема моста переменного тока

Перед измерением нужно проверить схему моста с присоединенными к нему электродами сосуда на отсутствие потерь. Это делает перед заливкой испытуемого масла в сосуд. Потерь нет, если $C_4 = 0$. В противном случае следует проверить правильность сборки схемы и чистоту электродов. К сожалению, такая проверка проводится не всегда, что приводит к получению ложных результатов. Каждое измерение целесообразно повторять дважды - при разных положениях переключателя полярности гальванометра и при максимальной его чувствительности.

В настоящее время на некоторые виды трансформатора масла нормируют $\operatorname{tg} \delta$ при температуре 90°C , однако в эксплуатационных руководящих материалах $\operatorname{tg} \delta$ нормируется при 20 и 70°C . Для комплексной оценки состояния трансформатора и его узлов следует в эксплуатации определить $\operatorname{tg} \delta$ масла при всех трех температурах ($20, 70$ и 90°C). В некоторых случаях (например, в жаркие летние дни) трудно обеспечить температуру масла 20° . Тогда измерение $\operatorname{tg} \delta_{Mt}$ производится при комнатной температуре $t^{\circ}\text{C}$, а тангенс угла диэлектрических потерь при 20°C определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \delta_{M20} = \operatorname{tg} \delta_{Mt} / K_3,$$

где K_3 – коэффициент, зависящий от разности температур, $\Delta t = t - 20^{\circ}\text{C}$.

Пробивное напряжение и $\operatorname{tg} \delta$ масла определяет в электротехнической лаборатории. Остальные нормируемые величины характеризуют физико-химические свойства, и их определяют в химической лаборатории. От электротехнического персонала требуется доставить в лабораторную пробу масла и затем правильно оценить результаты анализа. Рассмотрим некоторые из этих показателей.

Цвет масла обычно светло-желтый. В эксплуатации под воздействием нагрева, загрязнение, состоящее из смол и осадков, темнеет масло. Темный цвет свежего масла показывает недостаточную чистоту. Быстрое и сильное затемнение масла указывает на перегрев или образование угля. Цвет определяется после прохождения образца через фильтр. Цвет масла служит для оценки качества.

Механические примеси называются осадками в масле или нерастворимыми веществами, которые в основном встречаются. Первая группа примесей включает в себя различные типы связующих веществ (краски, лаки и т. д.). Волокна, которые попадают в масло, являются порошками и другими элементами в результате растворения. Влияет на электрическую силу масла. Их присутствие определяется, посмотрев на стеклянную банку, в которой масло заливается, после того, как его предварительно встряхивают.

Когда октябрь происходит в масле электрической пружины, в дополнение к газам, происходит второй вид загрязнения – твердые обугленные частицы, называемые взвешенными углеродами. Масло, которое горит дуга, получает синеватый цвет и делает его флуоресцентным. Взвешенный углерод легко удаляется из традиционного механического чистящего масла. С очень сильным засорением с продуктами сгорания, масло может быть восстановлено или заменено.

Было отмечено, что осадки-суспензии, которые не растворяются в процессе старения масла, образуются. Некоторые из них довольно гигроскопичны и могут привести к перекрытию отложений на поверхности изоляции. Суспензии, оседающие на обмотке, значительно уменьшаются и

иногда забиваются, масляные каналы разрушают охлаждение и могут вызывать перегрев. Обычно наличие механических примесей проверяют на просвет визуально. Если они не обнаруживаются, то считается, что их количество не превышает 50 г на 1 т масла. Однако для трансформаторов напряжением более 750 кВ предельное нормируемое количество примесей составляет 5-15 г/т, что требует, конечно же, более точных методов контроля. Определенное количество масла пропускается через фильтр, который взвешивается до фильтрования масла и после. Разность масс и дает количество осадков.

Влагосодержание масла в малых концентрациях существенного влияния на его свойства не оказывает, но при повышении нормы воды может оказать губительное действие на трансформатор. Ее наличие свидетельствует либо о потере герметичности (в том числе во вводах, в системе охлаждения и т.д.), либо о чрезвычайно сильном старении масла. Осажденная на дне бака вода сама по себе не снижает электрической прочности масла, но может перейти в растворенное состояние в масле или даже увлажнить твердую изоляцию. Вода может проникнуть в масло из воздуха при изменении объема масла вследствие его попеременного нагрева и охлаждения. Трансформаторы с исправной пленочной защитой масла в расширителе от такой опасности избавлены. Вода может находиться в масле также в виде взвешенных частиц.

Влагосодержание определяется по количеству водорода, выделяемого при взаимодействии масла с гидридом кальция. Строят график отношения времени начала реакции к количеству выделившегося газа в течение 45 мин, из него определяют (по номограмме или формуле) объем выделяющегося водорода, а затем с учетом плотности масла при температуре испытания рассчитывают влагосодержание. Оно выражается в процентах массы или в граммах воды на тонну масла, причем $0,001\% = 10\text{г/т}$.

Важной характеристикой является температура вспышки масла. Чем ниже температура вспышки, тем больше испаряемость. При испарении масла ухудшается его состав, растет вязкость, образуются взрывоопасные и другие газы. Особенно опасно снижение температуры вспышки масла в устройствах РПН.

Для определения температуры вспышки масло заливают в закрытый сосуд (тигель) и нагревают. Выделяемые пары масла, смешиваясь с воздухом, образуют смесь, которая вспыхивает при определенной температуре при поднесении к ней пламени или от электрической искры.

При разложении масла, сопровождаемом снижением температуры вспышки, выделяются газы. При этом срабатывает газовая защита (на сигнал или на отключение). В ряде случаев по снижению температуры вспышки по составу газа, скопившегося в газовом реле, можно определить характер повреждений внутри трансформатора.

Температура охлаждения контролируется маслом трансформаторов, работающих в северных условиях. Это самая высокая температура, при

которой нефть становится сильной, что наклоняет пробирку под углом 45° , и уровень в течение 1 минуты остается неизменным. Снижение температуры затвердевания затрудняет работу масляных насосов, устройств RPN и переключателей без стимуляции (ПБВ).

Содержание газа в масле определяется при исследованиях по дегазации и азотированию масла. В целом, общее количество газа в масле можно определить с помощью хроматографии, но все действующие нормы концентрируются на измерении с помощью абсорбциометра. В стеклянной бутылке распылителя создается вакуум. Внутренний масло наполняется и определяет содержание образованного газа для изменения остаточного давления.

Другие жировые показатели не являются нормальными и помогают. Плотность (удельный вес) определяется самым простым гидрометром. Статическая и динамическая вязкость измеряется с помощью Энглер и Пинкевич вискозиметра. Содержание серы, как правило, измеряется только при разработке технологии производства трансформаторного масла.

4 Экономическая часть

4.1 Основная идея проекта

Основной целью данного проекта является расчет экономической выгоды и сравнение приведенных затрат между двух трансформаторов.

Вариант 1.

Трехобмоточный трансформатор ТМТН – 35/10.5/6.3 кВ.

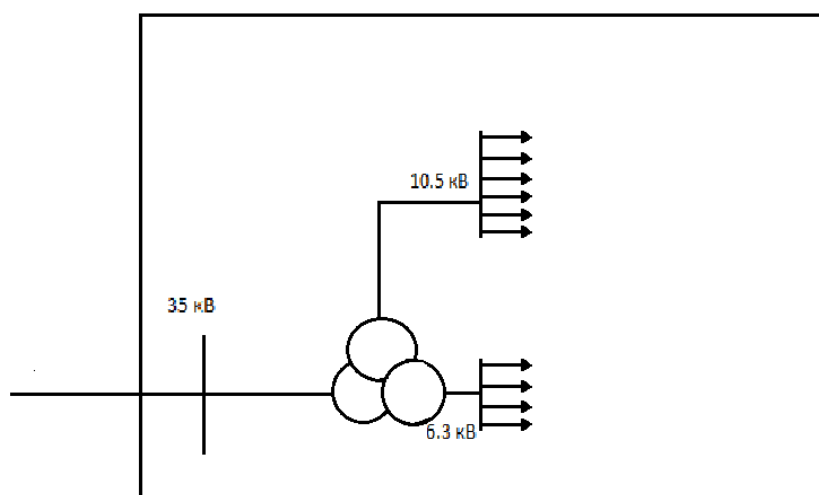


Рисунок 4.2 - Схема трехобмоточного трансформатора

Вариант 2.

Двухобмоточный трансформатор:

1. трансформатор ТМ – 35/10.5 кВ;

2. трансформатор ТМ – 35/6.3 кВ.

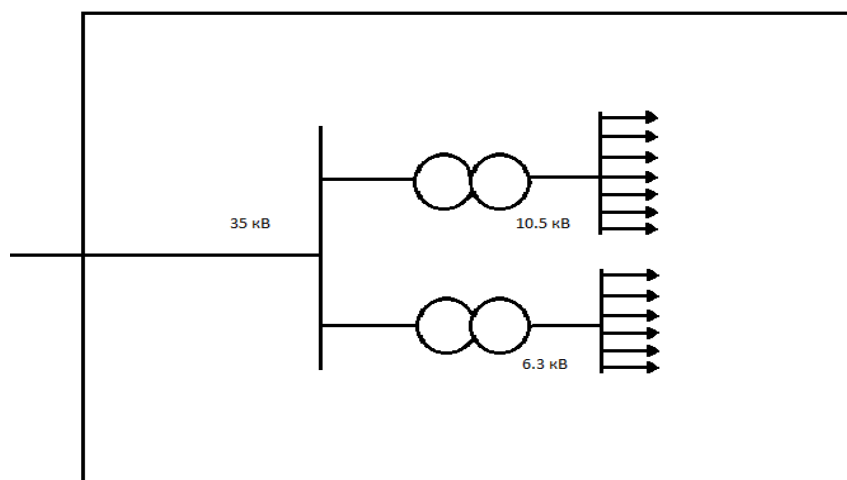


Рисунок 4.2 - Схема двухобмоточного трансформатора

4.2 Технико-экономические характеристики разработки

Критерий эффективности:

$$Z = I + E_H \cdot K \rightarrow \min \quad (4.1)$$

Этот показатель называют «приведение затраты», а произведение $E_H \cdot K$ – «приведенные капиталовложения».

Следовательно, приведенные затраты – это сумма издержек производства у приведенных капиталовложений, критерием эффективности того или иного варианта инвестирования является минимум приведенных затрат.

Коэффициент является обратным по отношению к сроку окупаемости. Нормативный коэффициент экономической эффективности в разное время принимался равным 0,12 (при $T_H = 8$ годам $E_H = 1/8 = 0,125$, однако третий знак после запятой был отброшен как лишний, ввиду превышения доверительной точности технико-экономических расчетов). Затем он был установлен в размере 0,15 (тогда $T_H = 1/0,15 = 6,7$ года – вот откуда дробная величина этого норматива).

С помощью приведенных затрат можно сравнивать любое количество вариантов инвестирования.

Однако выбор, осуществленный методом приведенных затрат, нуждается в осмыслении величины, на которую отличается этот показатель в сравниваемых вариантах. Если величины Z_1 и Z_2 отличаются менее чем на 10%, то выбор нельзя признать корректным ввиду того, что обычная точность исходных данных для технико-экономических расчетов лежит в доверительном диапазоне $\pm 10\%$. Иными словами, если один вариант экономичнее другого не более чем на 10%, то их следует признать равно

экономичными, т.е. экономический инструмент «приведенные затраты» в этом случае не срабатывает. Тогда для выбора приходится пользоваться другими критериями, например – минимум капиталовложений, минимальной материалоемкостью, энергоемкостью или трудоемкостью и т.п.

Показатель приведенных затрат был выведен первоначально как некое искусственное образование с единственной целью – сравнения множества вариантов вместо двух, сравниваемых по методам срока окупаемости и коэффициенту эффективности. Однако со временем раскрылся глубинный экономический смысл этого показателя.

В качестве нормативного коэффициента экономической эффективности здесь с полным основанием может использоваться средняя величина доходности капитала в соответствующий период времени – средний дивиденд по акциям и ценным бумагам или, как наиболее известный показатель – средний банковский процент (по депозитам или по кредитам) – r . Отсюда может быть определена для каждого периода времени разная величина:

$$E_H = r. \quad (4.2)$$

Определим сумму издержки на установку подстанций, затрат на монтаж электрооборудования, заработную плату рабочему персоналу и амортизационных отчислений на устанавливаемое оборудование.

Суммарные затраты (капиталовложения) на оборудование для подстанции:

$$K_{П/СТ} = K_{ТР} + K_B + K_{ВВ}. \quad (4.3)$$

Проводим расчет первого варианта.

Затраты на трансформатор ТМТН – 10000/35 кВ:

$$K_{ТР} = 2500 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты на выключатель В1:

$$K_B = 51 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты на ввод 35 кВ (РДЗ, КЗ, ОД и РВО):

$$K_{ВВ} = 250 \text{ тыс.тенге.}$$

$$K_{П/СТ} = 2500 + 51 + 250 = 2801 \text{ тыс.тенге.}$$

Полные суммарные эксплуатационные издержки подстанции:

$$\sum I = I_{ЗП} + I_{ТЕК.РЕМ} + I_{А,О} + I_{ОБЩ}. \quad (4.4)$$

Затраты на заработную плату монтажников на установку трансформатора:

Электромонтер – III разряда – 2 человека с месячным окладом 100 тыс.тенге.

Слесарь-электрик – IV разряда – 1 человека с месячным окладом 110 тыс.тенге.

Инженер-электрик – V разряда – бригадир – 1 человек с месячным окладом 150 тыс.тенге.

$$I_{ЗПМ} = N \cdot ЗП \cdot 1,315 \cdot M, \quad (4.5)$$

где N – количество человек;

ЗП – заработная плата одного человека;

1.315 – коэффициент отчисления на фонд оплаты труда, социальный налог и на пенсионное отчисление;

M – количество месяцев.

$$I_{ЗПМ} = (2 \cdot 100 + 1 \cdot 110 + 1 \cdot 150) \cdot 1,315 \cdot 1 = 604,9 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты заработной платы обслуживающего персонала:

$$I_{ЗП/ОП} = N \cdot ЗП \cdot 1,315 \cdot n. \quad (4.6)$$

Состав персонала для капитального ремонта трансформаторной подстанции состоит:

Электромонтер III разряда – 2 человек с месячным окладом 100 тыс.тенге.

Инженер-электрик IV разряда – 1 человек с месячным окладом 135 тыс.тенге.

$$I_{ЗП/ОП} = (2 \cdot 100 + 1 \cdot 135) \cdot 1,315 \cdot 12 = 5286,3 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Суммарные затраты на заработную плату:

$$I_{ЗП} = I_{ЗПМ} + I_{ЗП/ОП}; \quad (4.7)$$

$$I_{ЗП} = 604,9 + 5286,3 = 5891,2 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Ежегодные амортизационные отчисления составляют 10% от стоимости оборудования подстанции:

$$I_{А,О} = 0,1 \cdot K_{П/СТ}; \quad (4.8)$$

$$I_{A,O}=0,1 \cdot K_{П/СТ}=0,1 \cdot 2801=280,1 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Затраты на текущий ремонт, что составит 8% от стоимости оборудования подстанции:

$$I_{ТЕК.Р}=0,08 \cdot K_{П/СТ}; \quad (4.9)$$

$$I_{ТЕК.Р}=0,08 \cdot K_{П/СТ}=0,08 \cdot 2801=224 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Общепроизводственные издержки составляют 30%:

$$I_{ОБЩ}=0,3 \cdot (I_{A,O}+I_{ТЕК.Р}+I_{ЗП}); \quad (4.10)$$

$$I_{ОБЩ}=0,3 \cdot (280,1+224,08+5891,2)=1918,614 \text{ тыс.тенге/год.}$$

В итоге полные суммарные издержки составляют:

$$\sum I=5891,2+224,08+280,1+1918,614=8313,994 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Определяем приведенные затраты:

$$З=8313,994 + 0,10 \cdot 2801=8594,094 \text{ тыс.тенге/год,}$$

где E_H – принято равный процентам банковского кредита в размере 10%.

Проводим расчет для второго варианта, аналогично первому варианту.

Затраты на трансформатор ТМ – 10000/35 кВ:

$$K_{ТР}=4530 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты на выключатель В1,В2:

$$K_B=110 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты на ввод 35 кВ(РДЗ, КЗ, ОД и РВО):

$$K_{ВВ}=500 \text{ тыс.тенге.}$$

Суммарные затраты (капиталовложения) на оборудование для подстанции:

$$K_{П/СТ}=4530 + 100 + 500=5140 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты на заработную плату монтажников на установку трансформатора:

Электромонтер – III разряда – 3 человека с месячным окладом 100 тыс.тенге.

Слесарь-электрик – IV разряда – 2 человека с месячным окладом 110 тыс.тенге.

Инженер-электрик – V разряда – бригадир – 1 человек с месячным окладом 150 тыс.тенге.

$$I_{ЗПМ}=(3\cdot 100+2\cdot 110+1\cdot 150)\cdot 1,315\cdot 1=881,05 \text{ тыс.тенге.}$$

Затраты заработной платы обслуживающего персонала.

Состав персонала для капитального ремонта трансформаторной подстанции состоит:

Электромонтер III разряда – 3 человек с месячным окладом 100 тыс.тенге.

Инженер-электрик IV разряда – 1 человек с месячным окладом 135 тыс.тенге.

$$I_{ЗП/ОП}=(3\cdot 100+1\cdot 135)\cdot 1,315\cdot 12=6864,3 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Суммарные затраты на заработную плату:

$$I_{ЗП}=881,05 + 6864,3 = 7745,35 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Ежегодные амортизационные отчисления составляют 10% от стоимости оборудования подстанции:

$$I_{А,О}=0,1\cdot 5140=514 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Затраты на текущий ремонт, что составит 8% от стоимости оборудования подстанции:

$$I_{ТЕК.Р}=0,08\cdot 5140=411,2 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Общепроизводственные издержки составляют 30%:

$$I_{ОБЩ}=0,3\cdot (514+411,2+7745,35)=2601,165 \text{ тыс.тенге/год.}$$

В итоге полные суммарные издержки составляют:

$$\sum I=7745,35 + 411,2 + 514 + 6864,3 = 15534,85 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Определяем приведенные затраты:

$$Z=15534,85 + 0,1 \cdot 5140=16048,85 \text{ тыс.тенге/год.}$$

4.3 Экономические перспективы применения трехобмоточного трансформатора

Приведенные затраты в первом варианте составили $Z_1=8594,094$ тыс.тенге/год, а на втором варианте $Z_2=16048,85$ тыс.тенге/год. Показатель приведенных затрат оказался минимальным в первом варианте, следовательно к установке принимается подстанция с трехобмоточным трансформатором.

5 Безопасность жизнедеятельности

Проектируемый нами трехобмоточный трансформатор будет использоваться на Алматинской районной подстанции, для снабжения электроэнергией отель «Казахфильм» и микрорайона Казахфильм. На данной подстанции работает 3 человека.

5.1 Анализ опасности поражения электрическим током

Поражение электрическим подразделяется на три вида: поражения вследствие недопустимого приближения к частям, находящимся под напряжением; в результате такого приближения возможно возникновение дуги через тело человека и, последовательно жгут ожоги; поражения вследствие прикосновения к частям, находящимся под напряжением, а также к металлическим частям электрических установок или к корпусам электроприемников, оказавшимся под напряжением в результате повреждения электрической изоляции; поражения, вызванные так называемым «напряжением шага», т.е. разностью напряжений, возникающих на поверхности земли, вблизи мест повреждения электрической изоляции или мест замыкания токоведущих частей на землю.

Иногда на теле пострадавших появляются «электрические знаки». Эти знаки в большинстве случаев предоставляют собой запекшиеся изоляции или мест замыкания токоведущих частей на землю.

Поражения и травмы от электричество тока могут произойти под воздействием напряжений разной величины.

$$I_h = \frac{U_\phi \sqrt{3}}{R_h + r_{3M}}; \quad (5.1)$$

где I_h - ток, проходящий через тело человека, А;

U_ϕ - фазное напряжение, т. е. напряжение между началом и концом одной обмотки (или между фазным и нулевым проводами), В.

$$U_{\text{пр}} = I_h R_h = U_{\phi} \sqrt{3}; \quad (5.2)$$

где $R_h=1000$; $r=500 \cdot 10^3$; $U_{\phi}=10 \cdot 10^3$:

$$I_h = \frac{10 \cdot 10^3 \sqrt{3}}{1000 + 500 \cdot 10^3} = 3,4 \text{ A};$$

$$U_{\text{пр}} = 3,4 \cdot 1000 = 3400 \text{ ВТ.}$$

где $R_h=1000$; $r=500 \cdot 10^3$; $U_{\phi}=35 \cdot 10^3$:

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3 \sqrt{3}}{1000 + 500 \cdot 10^3} = 12 \text{ A};$$

$$U_{\text{пр}} = 3,4 \cdot 1000 = 12000 \text{ ВТ}$$

где $R_h=1000$; $r=500 \cdot 10^3$; $U_{\phi}=6 \cdot 10^3$:

$$I_h = \frac{6 \cdot 10^3 \sqrt{3}}{1000 + 500 \cdot 10^3} = 2 \text{ A};$$

$$U_{\text{пр}} = 3,4 \cdot 1000 = 2000 \text{ ВТ.}$$

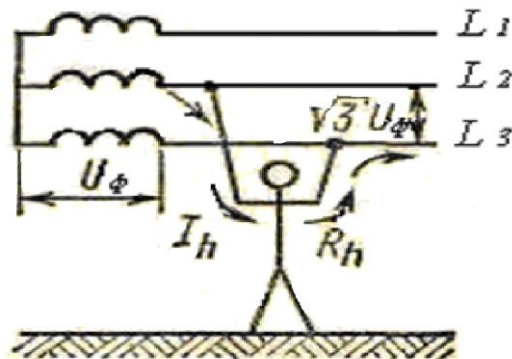


Рисунок 5.1 - Случай включения человека в цепь тока

5.2 Разработка мер защиты от поражения электрическим током

Согласно ПУЭ для защиты от поражения электрическим током, в случае повреждения изоляции, необходимо применение, по крайней мере, одну из следующих технических мер:

1. Применение малых напряжений;
2. Электрическое разделение сетей;
3. Компенсация емкостной составляющей токов замыкания на землю;

4. Контроль и профилактика повреждений изоляции;
5. Защитное заземление:
 - а. контурное заземление;
 - б. выносное заземление.
6. Устройство защитного отключения;
7. Защита от перехода высокого напряжения в сеть низкого;
8. Зануление;
9. Двойная изоляция.

В данной работе производится расчет и устройство защитного заземления электроустановки.

Корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании на корпус. Если корпус при этом не имеет контакта с землей, то прикосновение к нему также опасно, как и прикосновение к фазе.

Расчет защитного заземления подстанции.

Цель расчета защитного заземления – определение количества электродов заземлителя заземляющих проводников, их размеров и схемы размещения в земле, при которых сопротивление заземляющего устройства растекания тока или напряжения прикосновения при замыкании фазы на заземленные части электроустановки не превышают допустимых.

1. Определение расчетного тока замыкания на землю в электрических сетях напряжением свыше 6 кВ.

$$I_3 = \frac{U(35l_k + l_v)}{350} = \frac{35(35 \cdot 4 + 10)}{350} = 15 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где U – линейное напряжение сети, кВ;

l_k – длина кабельных линий, км;

l_v – длина воздушной линий, км.

2. Определение допустимого сопротивление заземляющего устройства.

$$R_{\text{доп}} = \frac{125}{I_3} = \frac{125}{15} = 8,33 \text{ Ом}. \quad (5.4)$$

Расчетное удельное сопротивление грунта:

Из таблицы 4.2 [5] климатический коэффициент, $\psi_3=2,4$ и из таблицы 4.1 [5].

3. Сопротивление железобетонных конструкций, расположенных в земле, определяет приближенно:

$$R_{\text{ж}} = \left(\frac{0,9 \cdot \rho}{\pi l} \right) \cdot \ln \left(\frac{4l}{d} \right), \quad (5.5)$$

где $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – удельное электрическое сопротивление земли;

$l = 2 \text{ м}$ – длина свай;

d – диаметр сваи, м;
 $v = 0,5$ – боковые размеры сваи.

$$d = 2 \frac{a+b}{\pi} = 2 \frac{0,5+0,5}{3,14} = 0,64 \text{ м}; \quad (5.6)$$

$$R_{ж} = \frac{(0,9 \cdot 100)}{3,14 \cdot 2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2}{0,64} \right) = 36,18 \text{ Ом.}$$

4. Расчет сопротивления искусственного заземления.

$$R_u = \frac{R_{ж} \cdot R_{доп}}{R_{ж} - R_{доп}} = \frac{36,18 \cdot 4}{36,18 - 4} = 4,49 \text{ Ом.} \quad (5.7)$$

5. Расчет сопротивления одиночного вертикального заземлителя $R_{ст.од}$ с учетом расчетного удельного сопротивления грунта.

Для заземления электроустановки применяются групповые искусственные заземлители. Они представляют собой систему вертикальных электродов, параллельно соединенных между собой горизонтальным проводником связи.

Вертикальные электроды располагают по контуру. Расстояние (a) между соседними вертикальными электродами равно 3 м.

Отношение, $a/l=1$, где $l = 3$ – длина электрода (м).

Определяем сопротивление одиночного вертикального электрода:

$$R_{ст.од} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2,1l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right) = 28,6 \text{ Ом}; \quad (5.8)$$

где: $\rho = 100$ Ом-м;

$v = 0,045$ м – ширина полки угловой стали;

$t_0 = 0,5$ м; $d = 0,95$; $v = 0,043$ м.

$$t = t_0 + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{3}{2} = 2 \text{ м}; \quad (5.9)$$

по таблице 4.4 [5] находим количество стержней $n=10$.

Вертикальный электрод погружается в дно траншей глубиной 0,7-0,8 м. Верхний конец электрода должен выступать над дном траншей на высоту 0,1-0,2 м.

$$L = 1,05 \cdot n \cdot a = 1,05 \cdot 10 \cdot 3 = 31,5 \text{ м.} \quad (5.10)$$

6. Сопротивление горизонтального проводника связи в виде стальной полосы, соединяющего верхние концы вертикальных электродов определяют:

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \left(\frac{L^2}{vt} \right) = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 31,5} \ln \left(\frac{31,5^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 5,4 \text{ Ом.} \quad (5.11)$$

5.3 Защита от электромагнитного шума трансформатора.

Источники шума в трансформаторе:

- из-за перемагничивания обмоток;
- не плотной прессовки ярмовой балки и электротехнической стали;
- высшие гармонические составляющие.

Уровень интенсивности звука определяется по формуле:

$$L=10\lg I/I_0, \text{ дБ}, \quad (5.12)$$

где I – интенсивность звука, соответствующая порогу слышимости,

I_0 – интенсивность звука в данной точке, Вт/м².

$I_{\text{болевые ощущения}} = 10^2 \text{ Вт/м}^2$;

$L_{\text{болевые ощущения}} = 140 \text{ дБ}$.

Уровень звукового давления определяется по формуле:

$$L_p=20\lg P/P_0. \quad (5.13)$$

где P – звуковое давление в данной точке, Па;

P_0 – пороговое звуковое давление, $P_0 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ Па}$.

$R_{\text{болевое ощущение}} = 2 \cdot 10^2 \text{ Па}$.

Звуковые колебания различных частот при одинаковых уровнях звукового давления по-разному воздействует на органы слуха человека наиболее благоприятно воздействие звука в более высоких частотах. По частоте шумы подразделяются на низкочастотные (максимум звукового давления в диапазоне частот ниже 400 Гц), среднечастотные (от 400 до 400-1000 Гц) и высокочастотные (свыше 800-1000 Гц).

Меры защиты от шума, целью которых является снижение уровней шума ниже нормативных, можем разделить на три основных способов:

1. Подавление шума в источниках, что осуществляется при проектировании машин и технологического процесса;
2. Предупреждение распространения шума – изоляция источника шума и поглощение шума;
3. Строительные и организационные меры.

Подавление шума в источнике – исключение и уменьшение колебаний предусматривается в процессе проектирования механизмов. Для этой цели при конструировании осуществляются:

- замена ударных взаимодействий деталей безударными;
- замена возвратно-поступательных движений вращательными;
- совершенствование кинематических схем;
- создание форм деталей, плавно обтекаемых воздухом, с массой и жесткостью, устраняющими резонансные явления.

5.4 Расчет шума

Произвести акустический расчет шума, а также меры защиты от воздействия шума на персонал. При условии, что в помещении работают несколько источников шума, имеющие одинаковый уровень звуковой мощности. Источники, расположенные на полу ($\Phi=1$). Источники шума находятся на расстоянии r от расчетной точки, которая расположена на высоте 1,5 м от пола. Определить октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Данные расчета сравнить с нормируемыми уровнями звукового давления. Определить требуемое снижение звукового давления и рассчитать параметры кабины наблюдения, в качестве меры защиты персонала от действия шума.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Вид оборудования	трансформатор
Количество источников	4
Расстояние от ИШ до РТ, м	$r_1 = r_2 = 11,2; r_3 = 10,3; r_4 = 12,3$
Объем помещения, м ³	2200
Отношения $V/S_{огр}$	0,4
L_{max}	1,5
Параметры кабины наблюдения	12*8*4
Площадь глухой стены, S_1	48
Площадь глухой стены, S_2	96
Площадь двери, S_3	5
Площадь окна, S_4	4

Октавные уровни звукового давления L в дБ в расчетных точках помещений, в которых несколько источников шума в зоне прямого и отраженного звука, следует определять по формуле:

$$L=10\lg I/I_0, \text{ дБ}; \quad (5.14)$$

где m – количество оборудования, которое участвует в акустическом расчете (т.е. источников, для которых $r_i < 5 r_{min}$;

n – общее количество источников шума в помещении;

Минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{min} = r_1 = 11,2$ м, $4*r_{min} = 44,8$ м.

Общее количество источников шума, принимаемых в расчет и расположенных вблизи расчетной точки, будет равно 4 ($m=4$), т.е.

учитываются все данные источники, расположенные на расстояниях r_1, r_2, r_3, r_4 .

Δ_i – рассчитывается по формуле $\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$, где L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума;

Таблица 5.2 – Уровни звукового давления (дБ), создаваемые питательным насосом

Величина	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_{pi}	115	115	115	115	110	105	105	95

χ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения r_{min}/l_{max} ; l_{max} – наибольший габаритный размер источников шума. Величина $r_{min}/l_{max} = 11,2/1,5 = 7,4_{min}/l_{max} > 1.7$ (по рисунку 1) принимаем $\chi = 1$;

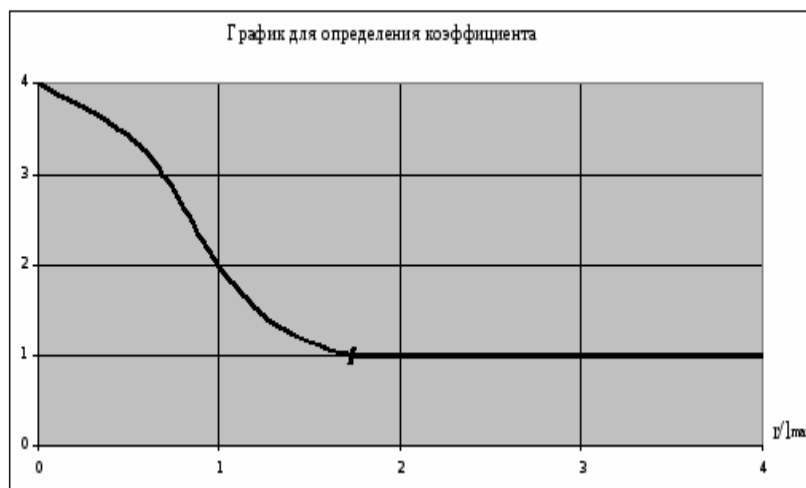


Рисунок 5.2 – График коэффициента χ

Φ – фактор направленности источника шума, принимается равным единице;

S – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящий через расчетную точку. Так как для всех источников выполняется условие $2 \cdot l_{max} < r$, $2 \cdot 1,5 \text{ м} < 11,2 \text{ м}$, то можно принять $S_i = 2\pi r_i^2$;

ψ – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным, а при их отсутствии – по графику на рисунке 2. По графику определим, что при $V/S_{орг} = 0,4 \rightarrow \psi = 0,75$;

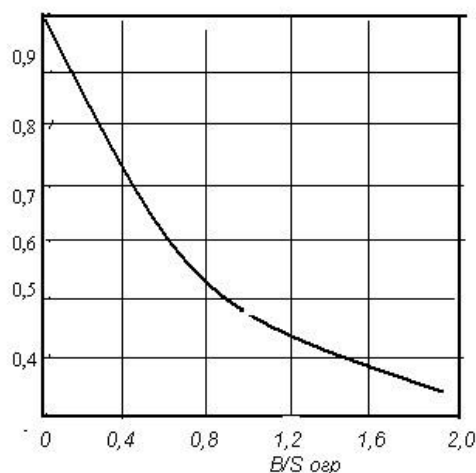


Рисунок 5.3 – Коэффициент нарушения диффузности звукового поля ψ

V – постоянная помещения в м^2 , определяемая по формуле: $V = V_{1000} \cdot \mu$, где V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц; μ – частотный множитель. Определим постоянную помещения V_{1000} . Из таблицы 3.4, выбираем тип помещения 1 – с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цехи, вентиляционные камеры, машинные валы, генераторные, испытательные стенды), тогда:

$$V_{1000} = V / 20 = 2200 / 20 = 110 \text{ м}^2. \quad (5.15)$$

Приведем значение частотного множителя μ в таблице 3 для объема помещения $V = 2200 \text{ м}^3$ (Данные взяты из таблицы 3.5).

Таблица 5.3 – Значение частотного множителя.

Частота	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Далее произведем расчет:

$$V = V_{1000} \cdot \mu. \quad (5.16)$$

Тогда получаем значения:

$$\begin{aligned} V_{63} &= 110 \cdot 0,5 = 55; \\ V_{125} &= 110 \cdot 0,5 = 55; \\ V_{250} &= 110 \cdot 0,55 = 60,5; \\ V_{500} &= 110 \cdot 0,7 = 77; \\ V_{1000} &= 110 \cdot 1 = 110; \end{aligned}$$

$$B_{2000}=110 \cdot 1,6 = 176;$$

$$B_{4000}=110 \cdot 3= 330;$$

$$B_{8000}=110 \cdot 6= 660.$$

Определяем требуемое снижение шума $\Delta L_{тр}$, приняв нормативные уровни звукового давления в расчетной точке по таблице 5.2: Помещения лабораторий для проведения экспериментальных работ, кабины наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону. $\Delta L_{тр}=L_{общ} - L_{доп}$, дБ.

где $L_{общ}$ – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ. $L_{доп}$ – указаны в таблице 4.

Таблица 5.4 – Допустимые уровни звукового давления

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп}$	95	87	82	78	75	73	71	69

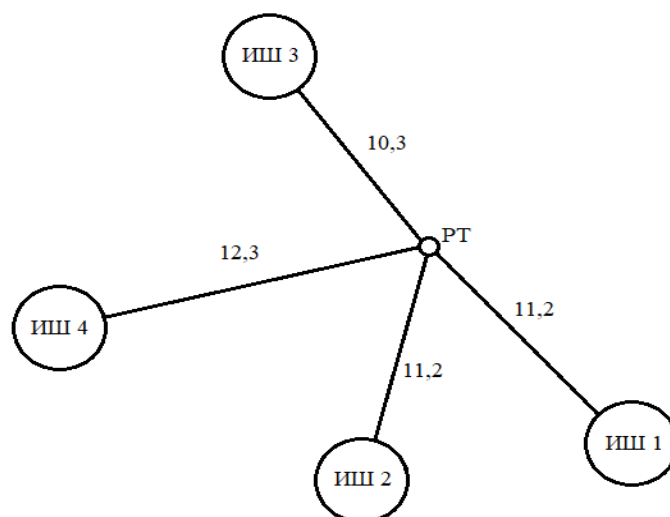


Рисунок 5.4 – Схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении

Пример расчета частоты 63 Гц:

Необходимо выбирать из таблицы 2 данные для токарного станка для частоты 63 Гц, $L_{р1} = 115$ дБ.

Затем по формуле 1 рассчитать: $\Delta_1 = 10^{0,1 \cdot 115} = 10^{11,5}$.

Вычислить площадь по формуле 5, т.о.:

$$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 787.76 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2 = 787.76 \text{ м}^2;$$

$$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_3^2 = 666.25 \text{ м}^2;$$

$$S_4 = 2 \cdot \pi \cdot r_4^2 = 950.1 \text{ м}^2.$$

Затем рассчитать следующие значения:

$$\Delta_1/S_1 = 10^{11,5}/787.76 = 40.14^7;$$

$$\Delta_1/S_2 = 10^{11,5}/787.76 = 40.14^7;$$

$$\Delta_1/S_3 = 10^{11,5}/666.25 = 47,4^7;$$

$$\Delta_1/S_4 = 10^{11,5}/950.1 = 33.28^7.$$

Далее произведем расчет значение коэффициента:

μ - найдем из таблицы 3, где для $V = 2200$ и для частоты 63 Гц:

$\mu = 0,5$ тогда значение:

$$B = B_{1000} \cdot \mu = 110 \cdot 0,5 = 55;$$

$$\frac{4 \cdot \psi}{B} = \frac{4 \cdot 0.5}{55} = 0.036;$$

$$\frac{4 \cdot \psi}{B} \cdot \Sigma \Delta_1 = 0.036 \cdot 4 \cdot 10^{11,5} = 45.9 \cdot 10^9.$$

После произведенных расчетов суммируем следующие значения:

$$\Sigma \Delta_1/S_1 = 40,14 \cdot 10^7 + 40,14 \cdot 10^7 + 47,4 \cdot 10^7 + 33,28 \cdot 10^7 = 161 \cdot 10^7. \quad (5.17)$$

Найдем сумму:

$$\Sigma \Delta_1/S_1 + \frac{4 \cdot \psi}{B} \cdot \Sigma \Delta_1 = 161 \cdot 10^7 + 45.9 \cdot 10^9 = 47,5 \cdot 10^9.$$

(5.18)

Найдем:

$$L_{\text{общ}} = 10 \lg(47,5 \cdot 10^9) = 106 \text{ дБ}.$$

Для частоты 63 Гц выбираем уровень звукового давления 95 дБ, т.е. $L_{\text{доп}} = 95$ дБ.

Окончательным расчетом является определение значения:

$$L_{\text{пр. доп.}} = L_{\text{общ}} - L_{\text{доп}} = 106 - 95 = 11 \text{ дБ}. \quad (5.19)$$

Таблица 5.5 – Результаты отчета

№ П/ П	Исходные и расчетные величины	Ед. изм.	Значения исходных и расчетных величин при среднегеометрической частоте октавных полос, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	L_{P1}	дБ	115	115	115	115	110	105	105	95
2	$\Delta = 10^{0,1 \cdot L_{P1}}$	-	$10^{11,5}$	$10^{11,5}$	$10^{11,5}$	$10^{11,5}$	10^{11}	$10^{10,5}$	$10^{10,5}$	$10^{9,5}$
3	$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2$	м ²	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7
4	$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2$	м ²	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7	787,7
5	$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_3^2$	м ²	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25
6	$S_4 = 2 \cdot \pi \cdot r_4^2$	м ²	950,1	950,1	950,1	950,1	950,1	950,1	950,1	950,1
7	$\Delta_1/S_1 \cdot 10^7$	-	40,14	40,14	40,14	40,14	12,69	4,01	4,01	4,01
8	$\Delta_1/S_2 \cdot 10^7$	-	40,14	40,14	40,14	40,14	12,69	4,01	4,01	4,01
9	$\Delta_1/S_3 \cdot 10^7$	-	47,46	47,46	47,46	47,46	15	4,7	4,7	4,7
10	$\Delta_1/S_4 \cdot 10^7$	-	33,28	33,28	33,28	33,28	10,52	3,32	3,32	3,32
11	$\Sigma 6-8 \cdot 10^7$	-	161,03	161,03	161,03	161,03	50,92	16,1	16,1	16,1
12	B_{1000}	м ²	110	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5
13	μ		0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3,0	6,0
14	$B = \mu \cdot B_{1000}$	м ²	55	61,25	67,38	85,75	122,5	196	367,5	735
15	$4\psi / B$	-	0,036	$4,9 \cdot 10^{-2}$	$4,45 \cdot 10^{-2}$	$3,5 \cdot 10^{-2}$	$2,45 \cdot 10^{-2}$	$1,53 \cdot 10^{-2}$	$8,16 \cdot 10^{-3}$	$4,08 \cdot 10^{-3}$
16	$3 \cdot \Delta \cdot 10^{10}$	-	126,4	126,4	126,4	126,4	40	12	12	1,2
17	$4 \cdot \psi B \cdot \Sigma \Delta \cdot 10^9$	-	45,6	45,9	41,8	32,8	7,2	1,4	0,8	0,03
18	$\Sigma 9,15 \cdot 10^9$	-	47,6	47,6	43,42	34,36	7,7	1,5	0,9	0,05
19	$L_{общ} = 10 \lg(16)$	дБ	106	106,7	106,7	105,37	98,91	92,04	89,67	77,36
20	$L_{дон} = L_h$	дБ	95	87	82	78	75	73	71	69
21	$\Delta L_{тр.общ.}$	дБ	11	19,78	24,38	27,37	23,91	19,04	18,67	8,36

Заключение

В соответствии с техническим заданием разработан трех обмоточный трансформатор мощностью $S = 10000$ кВА, на напряжении $U = 35/10,5/6,3$ кВ.

Для проектирования электромагнитной части трансформатора был составлен расчет на программе MathCad 2001.

Отличительной чертой данного трансформатора является пониженный ток короткого замыкания. При этом остальные параметры трансформатора (потери короткого замыкания, потери холостого хода) вписываются в требования ГОСТ. А также превышение температуры ($Q_{МВВ} < 60^\circ \text{C}$) и обмоток ($Q_{ОВ} < 65^\circ \text{C}$) не выходит за допустимые пределы.

Расчеты показали, что трансформаторная подстанция с трех обмоточными трансформаторами более экономичнее и удобнее.

Список литературы

- 1 Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов: Учеб. Пособие для вузов. – 5 -е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986. -528 с.
- 2 Дымков А.М. Расчет и конструирование трансформаторов. М., Высшая школа 1971.
- 3 Сапожников А.В. Конструирование трансформаторов. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. -360 с.
- 4 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. - М.: Академия, 2003. -176 с.
- 5 Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. - М.: 1983.
- 6 Производственное освящение: Мет. указ. к выполнению раздела «Охрана труда» о дип. проекте. Алма-ата, 1989.
- 7 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. М.: Высшая школа., 2003. -416 с.
- 8 Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1988. -88с.
- 9 Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. -216 с.
- 10 Попов Г.В., Ватлецов А.В., Аль-хамри С.С. Экспертная поддержка при диагностике состояния силовых трансформаторов //Электротехника. №08/03 С.5-11.
- 11 Фарбман С.А. и др. Ремонт и модернизация трансформаторов. Изд. 3-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1976. -616 с.
- 12 Гончарук А.И. Расчет и конструирование трансформаторов. М., Энергоатомиздат, 1990.