

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра: Электротехнические комплексы и материалы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРА С ОБМОТКАМИ ИЗ АЛЮМИНИЯ**

УДК 621.314.045-048.38

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ4Г	Елшибек Ануар Алтынбекулы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Усачева Татьяна Владимировна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭКМ	Гарганеев А.Г.	д.т.н., профессор		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра: Электротехнические комплексы и материалы

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭКМ ЭНИН

(Подпись) _____ (Дата) Гарганеев А.Г.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5ГМ4Г	Елшибек Ануару Алтынбекулы

Тема работы:

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА С ОБМОТКАМИ ИЗ АЛЮМИНИЯ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.01.2016 №273/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Произвести исследование возможности замены медных обмоток на алюминиевые силового трансформатора 100/6/0,4 в рамках капитального ремонта.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Обзор источников по теме. Исследование возможностей модернизации силового трансформатора при капитальном ремонте; 2. Спроектировать трансформатор 100/6/0,4 с медной обмоткой и провести поиск вариантов перехода на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы; 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 4. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	Сборочный чертеж трансформатора 100/6/0,4; Демонстрационные слайды.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основная часть	Усачева Татьяна Владимировна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко Аркадий Альбертович
Социальная ответственность	Амелькович Юлия Александровна
Иностранный язык	Федоринова Зоя Владимировна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: введение; эксплуатация и капитальный ремонт трансформатора; модернизация силового трансформатора; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность, заключение.	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1 сентября 2014 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Усачева Татьяна Владимировна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ4Г	Елшибек Ануар Алтынбекулы		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Уровень образования Магистратура
Кафедра «Электротехнические комплексы и материалы»
Период выполнения _____ 1 сентября 2014 г. – 30 мая 2016 г. _____

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2016 г.
--	----------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Эксплуатация и капитальный ремонт трансформаторов</i>	30
	<i>Модернизация силового трансформатора</i>	30
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
	<i>Социальная ответственность</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданов Е.П.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭКМ	Гарганеев А.Г.	д.т.н., профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 128 с., 26 рис., 29 табл., 56 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: силовой трансформатор, капитальный ремонт, модернизация, обмотка, медь, алюминий, электротехнические установки.

Объектом исследования является: силовой трансформатор ТМ-100/6/0,4.

Предметом исследования возможности модернизации силового трансформатора при капитальном ремонте.

Цель работы – исследование возможностей модернизации силового трансформатора при проектировании и поиск вариантов перехода на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы.

В процессе исследования использовались как специальное программное обеспечение, так и стандартные программы (Microsoft Word, Microsoft Excel, MathType).

Выпускная квалификационная работа оформлена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена в распечатанном виде на листах формата А4.

Содержание

Реферат	6
ГЛАВА 1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ	11
1.1. Причины выхода трансформаторов из строя	11
1.2. Допустимая аварийная перегрузка трансформаторов.....	14
1.3. Капитальный ремонт трансформатора.....	18
1.3.1. Дефектация трансформатора	19
1.3.2. Демонтаж активной части трансформатора.....	21
1.3.3. Ремонт обмоток трансформатора	24
1.3.4. Установка изоляции и обмоток	26
1.3.5. Испытания трансформаторов после капитального ремонта	30
ГЛАВА 2. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	32
2.1. Проектированного силового трансформатора ТМ-100/6 с обмотками из меди.....	32
2.2. Анализ возможностей перехода трансформатора с обмотки из меди на обмотку из алюминия	34
2.3. Обзор возможных вариантов модернизации силового трансформатора ТМ-100/6 на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы. 39	
2.4. Электромагнитный расчет оптимального варианта силового трансформатора ТМ-95/6.....	43
ГЛАВА 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
3.1. Выбор материала обмотки	72
3.2. Организация и планирование работ	76
3.3. Расчет сметы затрат	83
3.4. Оценка научно-технической результативности НИР	90
ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	97
4.1. Производственная безопасность	97

4.1.1. Анализ опасных и вредных факторов производственной среды	97
4.1.2. Анализ опасных факторов производственной среды	107
4.2. Экологическая безопасность	111
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	113
4.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	113
4.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	114
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	116
4.5. Расчет шума трансформатора на окружающую среду	118
Список использованных источников	124
Список публикаций	129
Приложение А	130
Приложение Б	151

Введение

Обеспечение жизнедеятельности трансформаторов при аварийных воздействиях, в частности, коротких замыканиях, остается важной научно-технической проблемой из-за повышения требований к надежности, экономичности, конкурентоспособности, а также из-за роста и перераспределения мощностей сетей, увеличения числа коротких замыканий. Также имеют место моральное и физическое старение парка трансформаторов, технические и экономические трудности обеспечения резерва и замены оборудования.

В настоящее время значительная часть силовых трансформаторов 100 кВ и выше отработала нормативный срок службы 25 лет. В эксплуатации находятся трансформаторы, которым 40, 50 и даже 60 лет. Поэтому для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень часто приходится сталкиваться с необходимостью продления срока службы путем проведения капитальных ремонтов.

Актуальность темы: В объем капитального ремонта трансформаторов кроме работ, выполняемых при среднем ремонте, входят работы, связанные с разборкой активной части. Необходимость ее разборки может быть вызвана повреждением обмоток или магнитной системы, износом их изоляции. В первом случае обмотки полностью или частично заменяют новыми или восстанавливают старые.

Вместе с тем встает вопрос о необходимости замены медного провода алюминиевым, что обусловлено:

- дефицитом меди в связи с более быстрыми темпами развития электротехнической промышленности по сравнению с ростом добычи меди;
- снижением себестоимости алюминия, вызванным значительным увеличением объема производства и постоянно повышающейся стоимостью электроэнергии;

– снижение материалоемкости выпускаемых трансформаторов и электрических аппаратов, как указывалось выше, важная проблема электротехнической промышленности, никогда не теряющая своей актуальности [3].

Цель работы – исследование возможностей модернизации силового трансформатора ТМ-100/6 при проектировании и поиск вариантов перехода на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы.

Научная новизна работы заключается в обеспечении дальнейшей эксплуатации трансформаторов после капитального ремонта за счет полной замены медного провода обмоток трансформатора алюминиевым, когда заменяется только металл провода, но сохраняются: число витков обмоток, материал и размеры изоляционных промежутков, а также все данные и размеры магнитной системы и системы охлаждения трансформатора.

В работе решаются следующие задачи:

- анализ эксплуатации силовых трансформаторов и исследование возможностей обеспечения капитального ремонта;
- модернизация силового трансформатора ТМ-100/6 при проектировании и поиск вариантов перехода на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы;
- анализ полученных результатов;
- финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
- социальная ответственность.

Методы исследования. Используются аналитические, численные и аналоговые методы математической физики, методы вычислительной математики с применением современных вычислительных программ (MathCad, Microsoft Office, MathType).

ГЛАВА 1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.1. Причины выхода трансформаторов из строя

В электрических сетях, количественно наибольшую долю занимают силовые трансформаторы с высшим напряжением 10 или 6 кВ, и в основном, это маслонаполненные аппараты типа ТМ (трансформатор масляный) и их аналоги. Силовые трехфазные масляные трансформаторы ТМ зарекомендовали себя в процессе эксплуатации как долговечное и надежное электрическое оборудование. Эксплуатируется такое оборудование 25 и более лет. Несоблюдение правил эксплуатации трансформатора - основной фактор досрочного выхода агрегата из строя. Многолетняя практика использования масляных трансформаторов выявила несколько причин их поломки.

Повреждения или отклонения от нормального режима работы могут быть вызваны различными причинами:

- недоработкой конструкции;
- скрытыми дефектами изготовления;
- нарушениями правил перевозки;
- технологии монтажа или правил эксплуатации;
- некачественным ремонтом.

В большинстве случаев повреждение происходит не сразу, а после более или менее длительного воздействия неблагоприятных факторов. Своевременное выявление возникающего дефекта позволяет принять меры по предупреждению его развития и сохранению работоспособного состояния трансформатора [1].

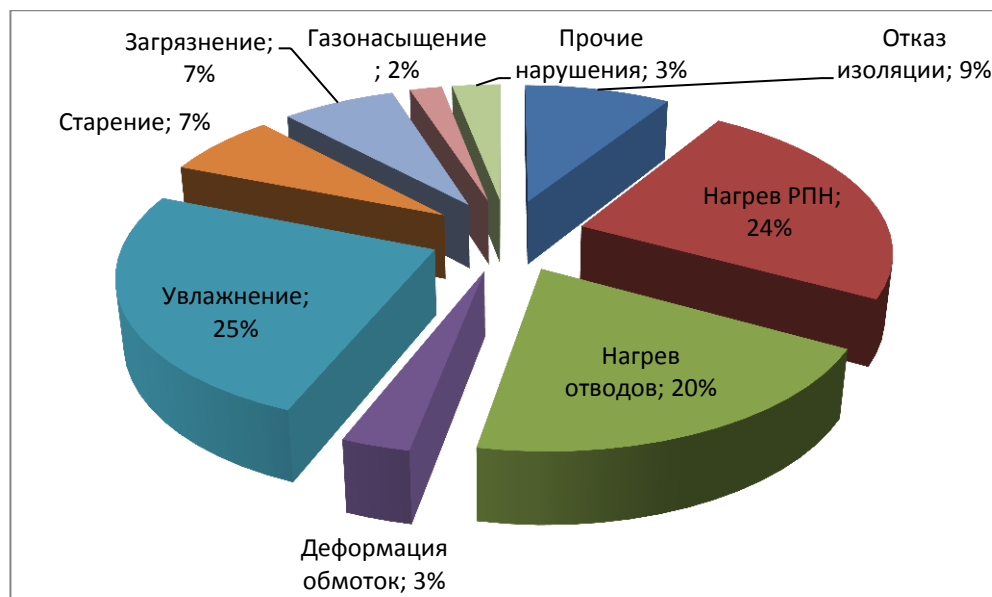


Рисунок 1.1 – Данные по отказам силовых трансформаторов

Самой распространенной причиной выхода из строя трансформаторов ТМ является утечка трансформаторного масла из бака. Предпосылкой этому могут служить как износ уплотнительных прокладок, так и коррозия сварочных швов. Утечка масла приводит к перегреву обмоток трансформатора и разрушению изоляции провода. Что может привести к замыканию проводов. Ремонт такой поломки достаточно затратное и трудоемкое занятие, потому что требуется замена трансформаторных обмоток [5].



Рисунок 1.2 – Утечка масла

Еще одной причиной перегрева может стать недостаточная естественная вентиляция трансформатора внутри КТП (Комплектные трансформаторные подстанции) или распреустройства, где он установлен. Вероятный результат тот же – перегрев масляного трансформатора, замыкание обмоточного провода, повреждение обмоток. Также, перегрев обмоточного провода и последующая поломка трансформатора происходит при превышении допустимых значений нагрузки на агрегат.

При эксплуатации трансформаторов ТМ вне помещений, вследствие дефектов и повреждений навесного оборудования, есть вероятность их механических повреждений. Современные масляные трансформаторы, установленные в защитных кожухах и закрытых помещениях, таким дефектам не подвержены.

Не обязательно, что выход из строя оборудования происходит из-за неправильной эксплуатации, обмотка уже может иметь заводской дефект. А также получить дефекты при изготовлении и монтаже [1].

Внешние короткие замыкания могут вывести из строя масляный трансформатор. К замыканию может привести: естественное старение, полное или частичное разрушение, пробой или повреждение изоляции.

Систематические перегрузки масляных трансформаторов, динамические усилия вследствие сквозного короткого замыкания и старения изоляции приводят к витковому замыканию и поломке.

Обрыв цепи и выход из строя происходит из-за обгорания отводов выводных концов обмотки вследствие электродинамических усилий при коротком замыкании или низком качестве соединения.

Выход трансформатора из строя происходит по причине «пожара стали», который вызван нарушением изоляции между стальными листами или стяжными болтами, слабой прессовкой стали, образованием короткозамкнутого контура [7].

Также причинами повреждений масляных трансформаторов могут являться: повреждения в системе защиты, нечеткое регулирование

переключающего устройства, межфазное короткое замыкание, загрязнение выводов, плохое качество масла, ослабление контактов выводов в точке подсоединения обмоток, плохое соединение шины и вводной шпильки.

Знание причин выхода из строя масляных трансформаторов дает значительное преимущество, потому что потребитель может учесть их при эксплуатации, ремонте и монтаже. А при проектировании рассмотреть все «слабости» оборудования и не допустить ошибок.

1.2. Допустимая аварийная перегрузка трансформаторов

Допускаемые аварийные перегрузки вызывают увеличенный в сравнении с обычным расчетный износ витковой изоляции, что может привести к уменьшению нормированного срока службы трансформатора, если увеличенный износ потом не компенсирован перегрузками с износом витковой изоляции ниже обычного.

Аварийные перегрузки делятся на продолжительные и кратковременные:

Режим длительных аварийных перегрузок, образующийся в следствии длительного выхода из строя каких-либо деталей сети, что имеют все шансы быть восстановлены лишь после заслуги многократного ценности превышения температуры трансформатора. Это не простое рабочее состояние, и ожидается, что оно будет вставать не часто, но может продолжаться на протяжении недель или же в том числе и месяцев и вызывать веский термический износ. Тем более таковая перегрузка не обязана быть основанием автоаварии вследствие термического повреждения либо понижения электрической стабильности изоляции трансформатора [1, 4, 7].

Режим недолгих аварийных перегрузок – это режим необыкновенно высочайшей перегрузки, вызванный внезапными действиями, что проводят к солидным нарушениям нормальной работы сети, при всем при этом температура более нагретой точки проводников достигает небезопасных

значений и в каких-либо случаях наблюдается временное понижение электрической крепости изоляции. Впрочем, на краткий период времени данный режим быть может преимущественнее иных. Вполне возможно надеяться, что перегрузки этого вида будут вставать нечасто. Их нужно будет по возможности понизить либо на незначительный промежуток времени отключить трансформатор во избежание его повреждения. Допускаемая длительность такой перегрузки меньше тепловой многократной времени трансформатора и находится в зависимости от достигнутой температуры до перегрузки; обыкновенно длительность перегрузки составляет менее получаса [15]

В зависимости от мощности силовые трансформаторы делят по категориям:

- распределительные трансформаторы – до 2500 кВА;
- трансформаторы средней мощности – до 100 МВА;
- трансформаторы большой мощности – более 100 МВА.

В нашем случае, имеют дело с распределительными трансформаторами.

Согласно ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов [15] распределительные трансформаторы в режиме систематических нагрузок могут работать с перегрузкой до 1,5.

Таблица 1 – Предельных значений температуры и тока для режимов нагрузки, превышающей номинальную:

Вид нагрузки	Трансформаторы		
	распределительные	средней мощности	большой мощности
Режим длительных аварийных перегрузок			
Ток, отн. ед.	1,8	1,5	1,3

Продолжение таблицы 1.

Температура более нагретой точки и железных частей, соприкасающихся с изоляционным материалом, °С	150	140	130
соприкасающихся с изоляционным материалом, °С			
Температура масла в верхних слоях, °С	115	115	115
Режим кратковременных аварийных перегрузок			
Ток, отн. ед.	2,0	1,8	1,5
Температура наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом, °С	По 1.5.2	160	160
Температура масла в верхних слоях, °С	По 1.5.2	115	115

Примечание: 1.5.2 Ограничение тока и температуры. Не могут быть выше приведенные в таблице 2 предельного допустимого тока перегрузки, температуры более нагретой точки обмоток и температуры масла в верхних слоях. Для режимов недолгих аварийных перегрузок предельные ценности температуры масла в верхних слоях и более нагретой точки не установлены, поскольку на практике нельзя контролировать длительность аварийной перегрузки распределительных трансформаторов. При температуре более нагретой точки, превышающей 140-160 °С, вполне возможно выделение пузырьков газа, снижающих электрическую прочность изоляции трансформатора.

Знание обо всех режимах работы сводится к тому, чтобы мы понимали, что в разных режимах происходит разный износ комплектующих деталей трансформатора. При перегрузках происходит перегрев отдельных деталей. При проектировании трансформаторов внутренней установки, следует вводить поправки на температуру окружающей среды, а также на количество трансформаторов в одном помещении [3, 15].

Нагрузку в течение суток можно представить в виде двухступенчатого графика приведенного на рисунке 1.3. K_1 – изначальная перегрузка, предшествующая нагрузке либо перегрузке K_2 или нагрузка понижения K_2 , в частях номинальной мощности или номинального тока. K_2 – нагрузка или же перегрузка, грядущая за изначальной перегрузкой K_1 , в частях номинальной мощности либо номинального тока.

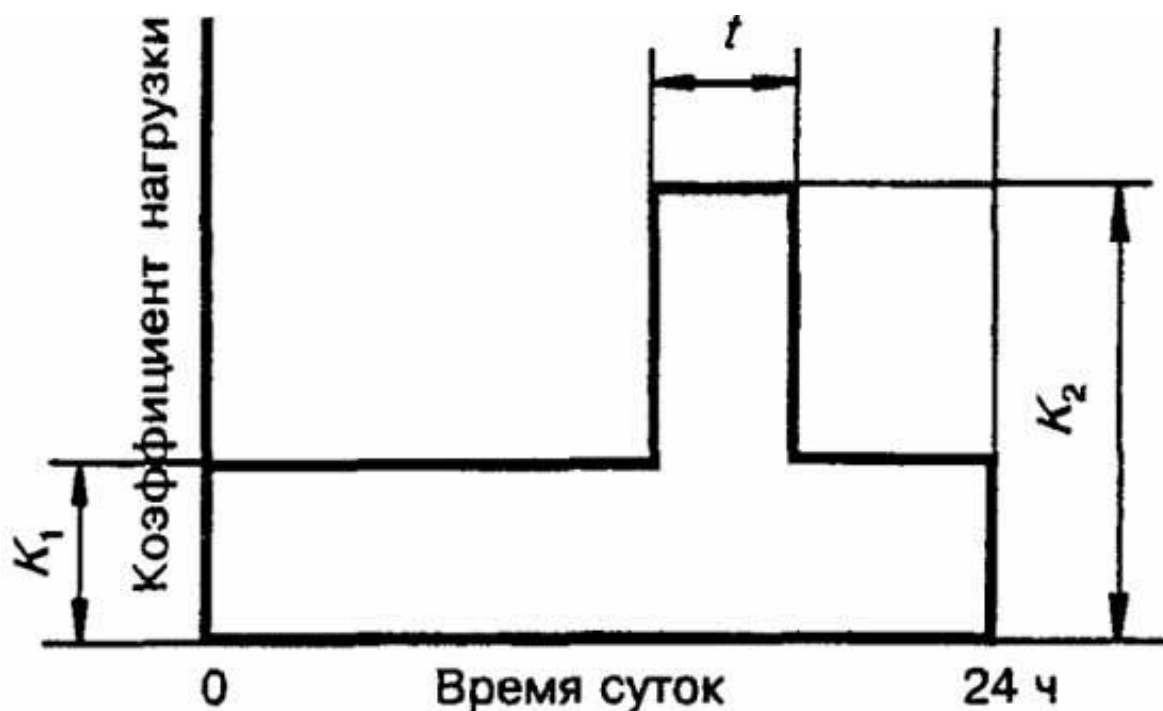


Рисунок 1.3 – Двухступенчатый график нагрузки

Вся проблема при выборе трансформатора заключается в том, что при проектировании, кроме расчетной мощности у нас практически ничего нет.

Правильно подобрать трансформатор с учетом допустимых перегрузок можно лишь имея такой график, поскольку производители трансформаторов предоставляют информацию по перегрузочной способности своих трансформаторов.

Рассмотрим перегрузочную способность распределительного трансформатора при температуре окружающей среды 20 градусов [17].

Таблица 2 – Нормы максимально допустимых систематических нагрузок распределительных трансформаторов

h, ч	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 – 1,0							
	0.25	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$\theta_{окл} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$								
0.5	+	+	+	+	+	1.98	1.81	1.00
1	+	1.97	1.92	1.87	1.80	1.71	1.57	1.00
2	1.66	1.63	1.60	1.56	1.51	1.45	1.35	1.00
4	1.37	1.35	1.34	1.32	1.29	1.25	1.19	1.00
6	1.25	1.24	1.23	1.21	1.20	1.17	1.13	1.00
8	1.18	1.17	1.17	1.16	1.15	1.13	1.09	1.00
12	1.11	1.10	1.10	1.09	1.09	1.08	1.06	1.00
24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Если у нас трансформатор загружен на 80% и работает продолжительно, то 2 часа он сможет проработать с перегрузкой 1,45. Перегрузка загруженного на 100% трансформатора недопустима при температуре окружающей среды выше 20 градусов.

По таким таблицам можно очень точно определить перегрузочную способность масляного трансформатора.

1.3. Капитальный ремонт трансформатора

В процессе капитальных ремонтных работ с разборкой активной части разработка ремонтных работ обмоток и магнитной системы, также последующее производство обязаны быть очень приближены к заводским. Неотъемлемыми для этого вида ремонтных работ считается сушка активной части трансформатора и очищение масла. После капитального ремонтных работ согласно с ПЭЭП исполняют комплекс тестирований, по последствиям которых составляют протокол тестирований, являющийся ключевым документом отремонтированного трансформатора. При сдаче отремонтированного трансформатора клиенту составляют приемосдаточный акт, где перечисляются все произведенные работы и даются советы по применению трансформатора в части особых требований (параллельной работы, несимметричных режимов и др.) [4].

1.3.1. Дефектация трансформатора

В ходе осмотра активной части трансформатора, ее отдельных деталей и составных частей меряют магнитную систему, обмотки, изоляционные расстояния и т.д., составляя набросок активной части трансформатора (рисунок 1.4). Помимо того, наполняют карту обмеров, в какой фиксируют помимо прочего итоги промежуточных тестирований в ходе ремонтных работ отдельных узлов трансформатора. Во избежание промахов при измерениях все замеры нужно будет сопоставлять с едиными объемами магнитной системы.

При дефектации в собранном форме в размер капитального ремонтных работ входят абсолютная либо выборочная смена обмоток и крупнейшей изоляции, ремонт магнитной системы с абсолютной или же выборочной переизолировкой пластинок, переустройство или же смена отдельных приборов, системы охлаждения, приспособлений переключения ответвлений и т. п.

При капитальном ремонте и строительстве приходится разбирать активную часть трансформатора. До ее разборки трансформатор демонтируют в последовательности.

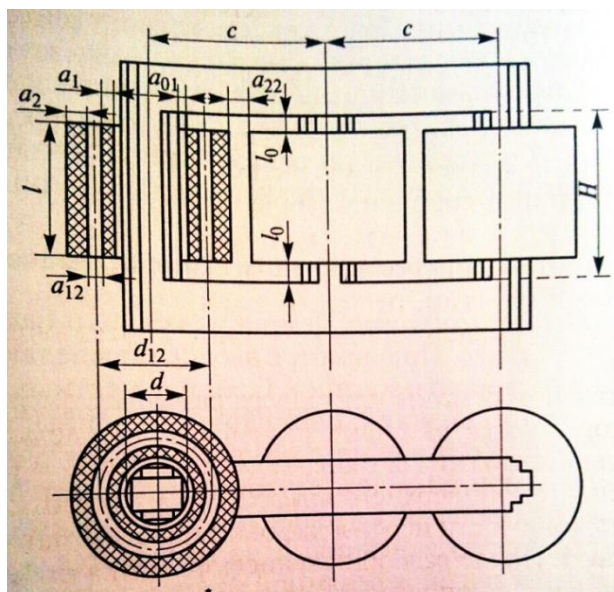


Рисунок 1.4 – Эскиз активной части трансформатора

После расшихтовки верхнего ярма снимают обмотки и изоляцию. При необходимости переизолировки пластинок магнитную систему разбирают. После разборки трансформатора производят дефектацию его частей, определяя, какие узлы и детали подлежат ремонтным работам, а какие следует заменить на новые [9].

Каждому трансформатору, принятому в ремонт, присваивается ремонтный номер, с которым при разборке маркируют все части, вновь устанавливаемые на трансформатор после ремонтных работ. До разборки устанавливается комплектность трансформатора, а на все недостающие части придумывают отдельный ассортимент, который прикладывают к ведомости осмотра и дефектации.

Для выявления течи масла осматривают бак, отмечая мелом места протечек. После этого описывают состояние вводов. К дефектации в собранном форме относятся и предшествующие электрические испытания, требуемые для определения наличия повреждений и их характера: отбор пробы масла для испытания его электрической прочности и сокращенного хим анализа; измерение черт изоляции [5].

При разборке трансформатора составная часть или каждый узел, демонтированные, дефектируют и определяют объем ремонтных работ, который необходимо выполнить для последующей установки на трансформатор.

Разберем очередность выполнения работ и технологические операции с момента извлечения усиленной части из бака. При осмотре активной части дают оценку состоянию изоляции обмоток и отводов, свойство прессовки обмоток, смещения витков, отсутствию деструкций и других повреждений обмоток.

Осматривают и фиксируют в ведомости недостатков состояние отводов, переключателя ответвлений, контактов и паек, стяжных шпилек и их изоляции, проверяют на исправность заземления магнитопровода, изменению короткого

замыкания контура в магнитной системе и выполнение аспект, исключаящих его образование.

При дефектации активной части конечно нужно установить размер ремонтных работ трансформатора. При неплохом состоянии обмоток и магнитопровода энергичную часть чинят в размере. При потребности (по состоянию изоляции) энергичная часть может подвергаться сушке.

Если объем ремонтных работ потребует абсолютной дефектации, определяют объемы обмоток и их частей, отдельные изоляционные расстояния, объемы изоляционных цилиндров, количество витков в отдельных катушках, систему и состояние внутренних обмоток, а еще систему и состояние всей внутренней изоляции (от обмотки до стержня и меж обмотками).

При дефектации важно без ошибок найти размеры провода и количество витков в обмотках. При неизменений данных тех. паспорта на трансформатор количество витков в обмотке фазы вполне возможно найти посредством контрольной обмотки, намотанной на изоляционный цилиндр из мягкого электрокартона поверх комплекта обмоток трансформатора. Для исключения погрешностей при дефектации изготавливаются расчетная ревизия и сравнение полученных данных [23].

1.3.2. Демонтаж активной части трансформатора

При визуальном осмотре, в случае если нет повреждений (прогары, растрескивания, сползание изоляции), отводы демонтируют (на месте соединения с обмоткой отвод чистят ножиком от изоляции, при большом сечении отпаивают отвод при помощи особых клещей с электродами из угля). Если все отводы имеют превосходную изоляцию и вовсе не нуждаются в замене, их снимают совместно с несущей деревянной рамной системой, что дает возможность урезать размер работ при сборке.

Перед отсоединением отводы маркируют (с обозначением вводов и зажимов переключателя). Вводы и переключатель ответвлений демонтируют до либо после отсоединения крышки от активной части.

Разборку активной части начинают с распрессовки обмоток и верхнего ярма. Ярмовые балки со стороны ВН и НН (высокого напряжения и невысокого напряжения) не считаются взаимозаменяемыми (рисунок 1.5), поэтому перед снятием их маркируют. В процессе расшихтовки верхнего ярма по первым вынутым пластинам нужно установить качество их изоляции и потребность ее восстановления. Как правило, весь демонтированный набор пластинок верхнего ярма укладывают в контейнер, который посылают к лакировальной установке [2].

До выполнения демонтажа обмоток и изоляции, уже вполне возможно дать оценку их состоянию и решить о дальнейшем использовании после устранения поломок. Если обмотки не меняют, а лишь чинят либо снимают для устранения поломок в магнитной системе (стержне либо нижнем ярме), тогда составные части основной изоляции снимают, осматривают, устраняют маленькие недостатки и употребляют в последующем. При повреждении даже одной из обмоток в большем случае случаев демонтируют со стержней все обмотки, т.к. металлический копоть и оплавления, образовавшиеся под действием электрической дуги, осаждаются на всей изоляции и обмотках.

Обмотки, больших масс, снимают специальным съемным устройством, для нашего трансформаторов мощностью 100 кВА оно представляет из себя двухлучевую траверсу, позволяющую не лишь снимать и насаживать обмотку, а также и транспортировать ее (рисунок 1.6). Съемник имеет выдвижные лапы и держатели обтянутые резиной. Лапы съемника заводят под обмотку так, чтоб они не задевали за соседнюю обмотку и ее изоляцию [5, 12].

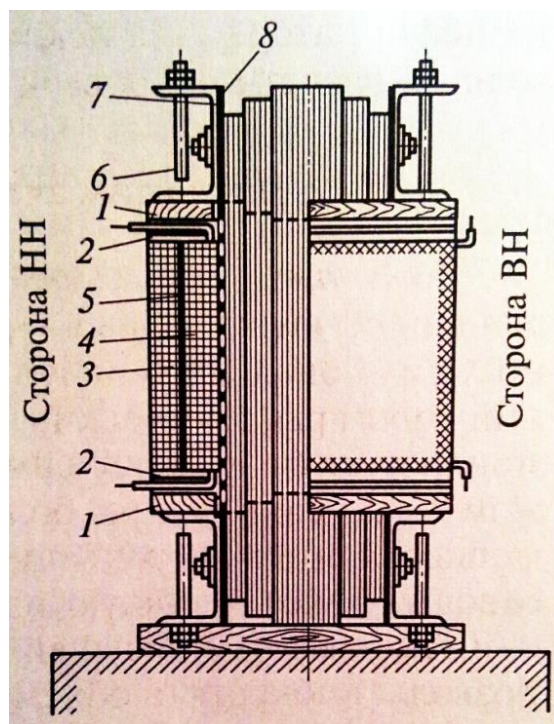


Рисунок 1.5 – Активная часть трансформатора (вид сбоку):

1 — уравнивающая изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 и 4 — обмотки ВН и НН; 5 — изоляционные цилиндры; 6 — вертикальные стяжные шпильки; 7 — верхняя ярмовая балка; 8 — изоляционная прокладка.

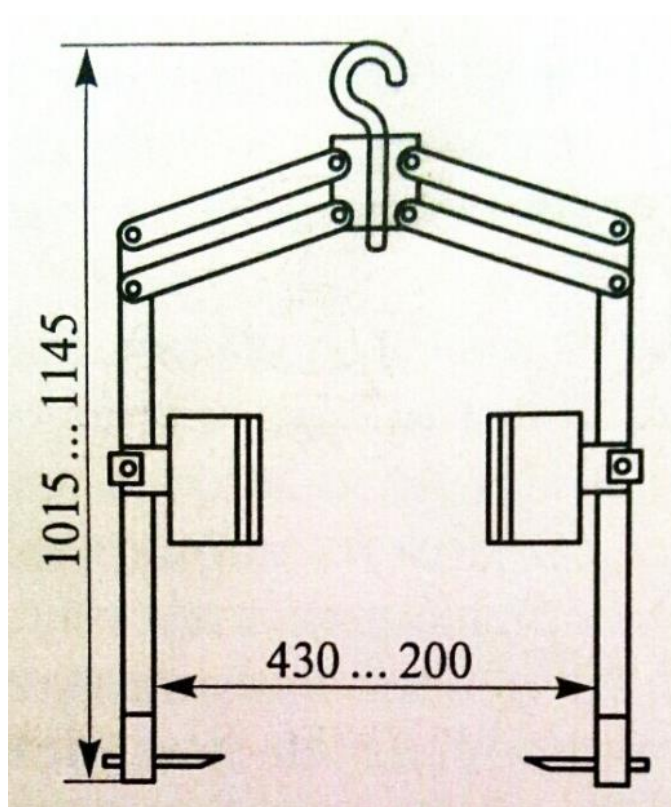


Рисунок 1.6 – Съемник обмоток для трансформаторов

После демонтажа обмоток снимают со стержня нижнюю ярмовую и уравнительную изоляцию, электрокартонный цилиндр и деревянные клинья внутренней обмотки. Если из-за длительной работы и износа изоляции обмотки подлежат замене, то обычно заменяют и деревянные детали [4].

1.3.3. Ремонт обмоток трансформатора

В ряде случаев при аварийных повреждениях обмоток, связанных с выгоранием проводов и изоляции в зоне виткового замыкания, производят частичную или полную перемотку обмоток (в нашем случае полная перемотка).

Перед полной перемоткой обмоток предварительно заготавливают необходимые изоляционные детали и материалы (выравнивающие бумажно-бакелитовые кольца, рейки для каналов между слоями, полосы электрокартона, бумажно-бакелитовые цилиндры, бортики и т.д.). Технология изготовления обмоток должна соответствовать заводской.

После намотки винтовые и непрерывные обмотки имеют увеличенный по сравнению с расчетным осевой размер, поэтому их стягивают стальными плитами и шпильками, сушат и прессуют до получения требуемой высоты. На верхней плите устанавливают пружины (обычно тарельчатого типа), под действием которых обмотки автоматически подпрессовываются по мере высыхания и усадки изоляции. Между плитами и торцами обмоток против колонн прокладок устанавливают деревянные подставки [1].

В стационарных заводских условиях обмотки сушат под вакуумом в специальном термошкафу, а при индивидуальном ремонте — без вакуума, в шкафу с электроподогревом или в закрытом металлическом баке, нагреваемом индукционной обмоткой. После сушки в течение 10...15 ч при 100...105 °С обмотки дополнительно прессуют, равномерно подтягивая гайки на шпильках стяжных плит до получения заданного осевого размера.

Чтобы придать обмоткам монолитность и достаточную механическую прочность, обмотки трансформаторов пропитывают лаком МЛ-92 методом

погружения и запекают. Для улучшения качества пропитки перед погружением в лак обмотки подогревают до $50...70^{\circ}\text{C}$. Длительность пропитки зависит от размеров, конструкции и напряжения обмотки и колеблется в пределах 15...40 мин. Когда излишек лака стечет, пропитанную обмотку для запекания помещают в термошкаф, где выдерживают при температуре $100...105^{\circ}\text{C}$ в течение 10...12 ч [17].

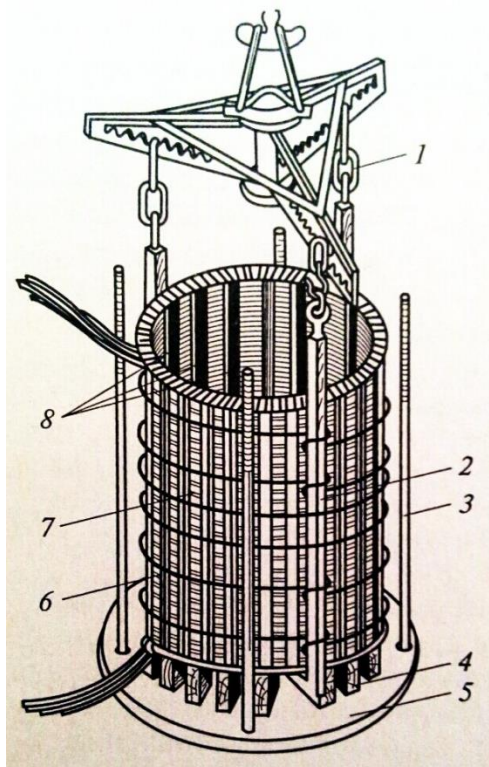


Рисунок 1.7 – Подъем обмотки:

- 1 — траверса; 2 — подъемная лапа; 3 — стяжная шпилька;
4 — нижняя опорная деревянная прокладка; 5 — нижняя стальная
плита для стяжки обмотки; 6 — веревка для крепления лап к обмотке;
7 — обмотка; 8 — вертикальные рейки обмотки

Для обеспечения механической прочности обмоток, изготавливаемых без пропитки и запекания, их витки укладывают более плотно за счет усиления натяжения обмоточного провода и прошивают наружными рейками. После сушки обмотки спрессовывают специальным прессом и

отделяют: обрезают выступающие части реек, клиньев и концы изоляционных лент, подбивают выступающие переходы проводов, обрезают и укладывают концы обмоток в соответствии с чертежом, выравнивают столбы прокладок. После отделки и окончательной прессовки обмотки стягивают стальными рамами (рисунок 1.7), в которых их транспортируют и хранят до установки на магнитную систему [7, 8].

Ремонт и изготовление главной изоляции. При ремонте трансформаторов с заменой обмоток главную изоляцию, как правило, заменяют новой. Однако, если она имеет небольшие дефекты, ее ремонтируют, изготавливая и заменяя отдельные детали.

1.3.4. Установка изоляции и обмоток

После расшихтовки магнитопровод готовят к укладке ярмовой изоляции и насадке обмоток (рисунок 1.8). У каждого стержня на ярме укладывают 4 бамбуковые планки по 2 с любой стороны (рисунок 1.9). Планки имеют поперечный вырез, который при установке входит в выступающий край электрокартонной прокладки 2, изолирующей энергичную сталь от ярмовой балки. В данном приспособлении планки по высоте выступают над плоскостью ярма, потому они соединяют в себе как бы уравнительную и ярмовую изоляции [1, 4]. Для изолирования обмоток от ярма в промежутке между стержнями поверхность ярма закрывают двумя электрокартонными щитками 4. Щитки должны лежать на одном уровне с планками. Они служат не только изоляцией, но и являются опорной поверхностью для обмоток [4].

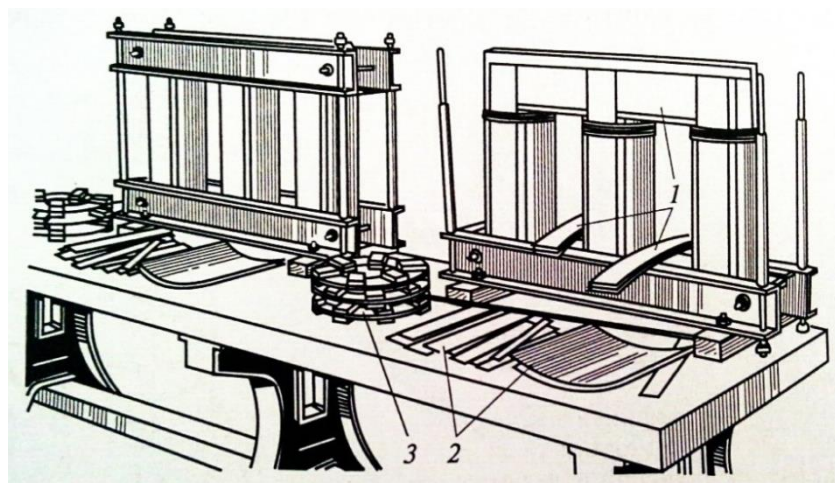


Рисунок 1.8 – Расшихтовка верхнего ярма трансформатора мощностью 100 кВА: 1 — пластины ярма; 2 — детали, подготовленные к сборке; 3 — ярмовая изоляция

После установки уравнильной и ярмовой изоляций на изолированные цилиндрами 5 стержни поочередно, начиная с крайней фазы, насаживают обмотки НН. Обмотки трансформаторов мощностью до 630 кВА насаживают вручную. При насадке обмотки НН ее выводные концы обращают в сторону, где будет собрана схема отводов НН.

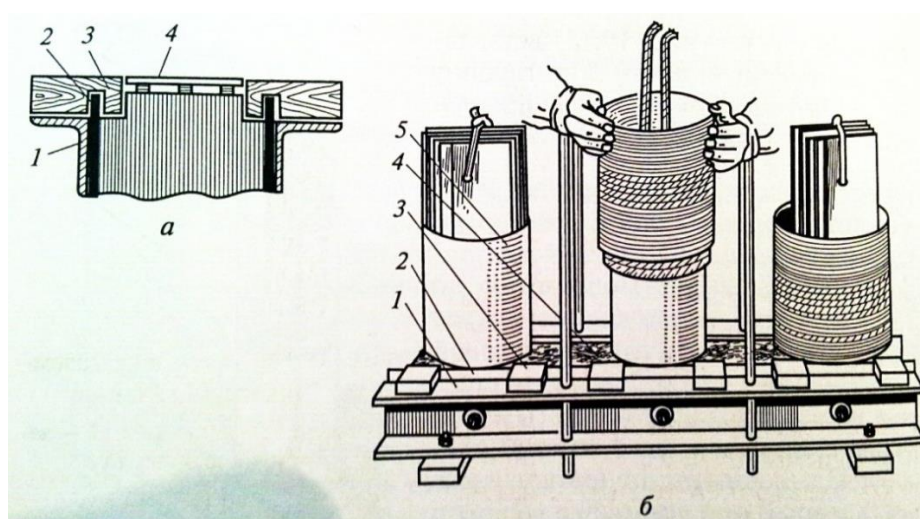


Рисунок 1.9 – Устройство ярмовой и уравнильной изоляции трансформаторов мощностью до 250 кВА:

а — общий вид; б — процесс насадки обмоток; 1 — ярмовая балка; 2 — прокладка; 3 — брусок; 4 — щиток; 5 — цилиндр

Обмотки насаживают плотно, с некоторым усилием. Если обмотка идет очень туго, проверяют ее размеры и выясняют причину этого. Установив обмотки НН, на них надевают обмотки ВН. При этом следят, чтобы каждая из обмоток соответствовала своему стержню и чтобы основные и регулировочные концы располагались на стороне схемы отводов ВН, т.е. были обращены в сторону, указанную на чертеже [12].

Закончив насадку, приступают к радиальной расклиновке обмоток. Она заключается в установке реек в каналах между обмотками ВН и НН и буксовых стержней между обмотками НН и стержнями магнитной системы. Расклиновка обеспечивает жесткую опору обмоток в радиальном направлении, исключает возможность их смещения и разрушения от динамических усилий. После радиальной расклиновки нужно установить верхнюю ярмовую изоляцию, а после этого выгибают и изолируют концы обмоток НН.

После расклиновки шихтовать верхнее ярмо с середины центрального пакета в одно и тоже время с 2 сторон, а после этого правые и левые угловые пластинки среднего пакета. В этом порядке шихтуют все пакеты. При укладке 2 пакета со стороны НН меж пластинами ярма 1 (рисунок 1.10) вставляют заземляющую ленту 3 на глубину 50...60 мм, изолируя ее от торцов пластинок электрокартонной полосой 2, как показано на рисунке.

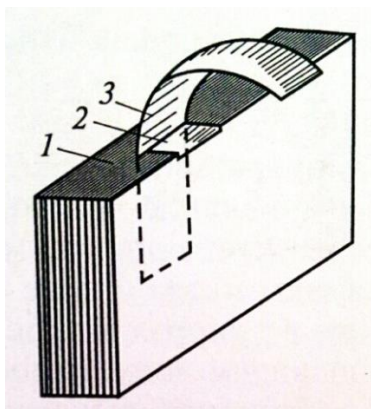


Рисунок 1.10 – Установка заземляющей ленты:

1 — ярмо; 2 — полоска; 3 — заземляющая лента

По завершении шихтовки нужно установить верхние ярмовые балки 1 (рисунок 1.11) с ярмовыми изоляционными прокладками 4, шпильками 2 скрепляют балки меж собой, чуть-чуть затягивая их, не прессуя пластинки ярма 3. У выхода концов обмоток НН 8 меж полкой ярмовой балки и бамбуковыми планками 7 нужно установить электрокартонные щитки 6. Меж колодой на стороне НН и прокладкой 4 зажимают 2-ой конец заземляющей ленты. Ярмовые балки одевают на вертикальные шпильки 5, что обеспечивают нужную прессовку обмоток. После окончательной затяжки гайки раскернивают, обмотки 9 соединяют по заданным схемам, отводы обмоток соединяют с переключателем и вводами [13].

По завершению схемы сборки соединения обмоток активная часть подвергается электрическим испытаниям (проверка правильности выполнения схемы соединения и качества паяк), а затем производится сушка активной части трансформатора.

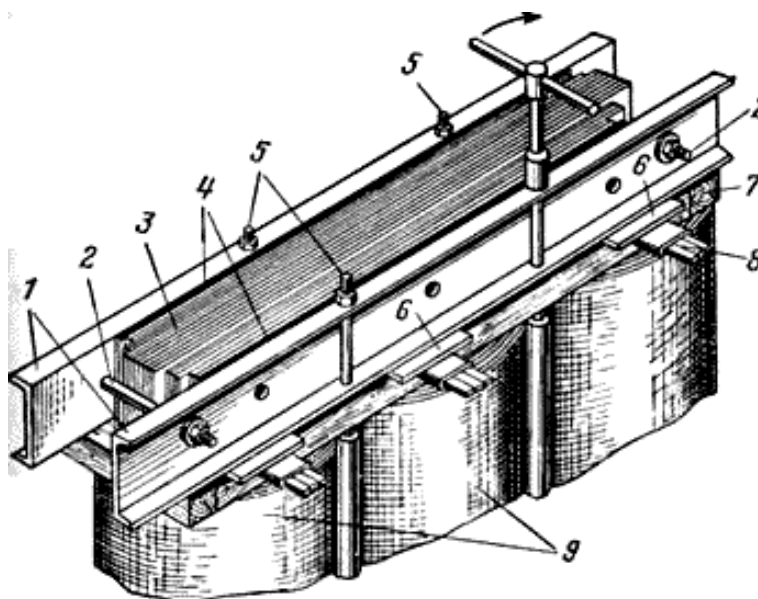


Рисунок 1.11 – Прессовка обмоток и ярма:

- 1 — балки; 2 — шпилька; 3 — ярмо; 4 — прокладки; 5 — шпильки;
6 — щитки; 7 — планка; 8 — обмотка НН; 9 — обмотка

Ремонт вводов, бака и наружных узлов трансформатора производится параллельно с ремонтом активной части.

Контрольную подсушку трансформаторов проводят при наличии признаков увлажнения масла и нарушения герметичности; превышении допустимого времени хранения без масла или без доливки масла (но не более одного года); нахождении активной части в разгерметизированном состоянии в течение времени, превышающем допустимое, или незначительном ухудшении состояния изоляции, выявленном в результате комплекса испытаний [21].

1.3.5. Испытания трансформаторов после капитального ремонта

После окончания ремонта трансформатор подвергается тестированиям с целью ревизии качества и отсутствия повреждений, также с целью проверки основных параметров трансформатора на соотношение технических критерий или же регламентирующих документов. Программа тестирований после капитального ремонтных работ с разборкой активной части трансформатора всецело соответствует программке приемо-сдаточных тестирований в промышленных условиях. В программку приемо-сдаточных тестирований входят: ревизия коэффициента трансформации и группы соединения обмоток; тестирование пробы масла или же жидкого негорючего диэлектрика из бака трансформатора (для определения пробивного напряжения и тангенса угла диэлектрических потерь); тестирование изоляции напряжением промышленной частоты, приложенным от наружного источника; испытание изоляции напряжением повышенной частоты, индуцированным в самом трансформаторе; проверка потерь и тока холостого хода; проверка потерь и напряжения короткого замыкания; испытания прочности бака; испытания на трансформаторе устройства переключения ответвлений.

Измерения сопротивления изоляции обмоток считаются неотъемлемыми после всякого вида ремонтных работ. Определение коэффициента абсорбции, измерение $\text{tg}\delta$ изоляции и емкостных черт проводят после ремонтных работ с

подменной обмоток или же при подозрении на загрязненность и увлажнение изоляции [16].

Проверки коэффициента трансформации на всех стадиях переключения напряжения и группы соединения обмоток, и еще тестирование главной изоляции (вместе с вводами) считаются неотъемлемыми после ремонтных работ трансформатора с заменой обмоток. Тестирование продольной изоляции обмоток считается обязательным после ремонтных работ по замене обмоток.

После ремонтных работ с подменной обмоток замеряют потери и ток холостого хода при номинальном напряжении, и еще напряжение и утраты короткого замыкания при номинальном токе. Допускается превышение расчетных (или заводских) значений тока холостого хода максимум чем на 30%; издержек — на 15% (для трансформаторов минувших лет выпуска — до 22 %). Допускаемые отличия характеристик короткого замыкания — менее 10%.

Измерение электро сопротивления обмоток постоянному току изготавливаются в случае, если последствия операционного тестирования при производстве обмоток выше нормируемые (различие сопротивлений на похожих ответвлениях различных фаз менее 2 %). Ревизия работы переключающего прибора считается неотъемлемой после всякого ремонтных работ этого прибора или же ремонтных работ, связанного с разборкой привода переключающего прибора, и ведется согласно интрукциям завода-изготовителя.

Тестирование пробы масла из бака для измерения электрической стабильности и сокращенного хим. анализа, также бака трансформатора на плотность лишним давлением считаются неотъемлемыми после всякого капитального ремонтных работ. Ревизия состояния индикаторного силикагеля воздухоосушителя выполняется после текущего ремонтных работ, а тестирование трансформатора подключением толчком на номинальное напряжение (3...5-кратное включение) — после всякого капитального ремонтных работ [19].

ГЛАВА 2. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

2.1. Проектированного силового трансформатора ТМ-100/6 с обмотками из меди

ТМ 100/6 является двухобмоточным трехфазным понижающим силовым масляным трансформатором промышленного назначения и предназначен для преобразования электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии. При проектировании по стандартной методике электромагнитного расчета [1] полученный трансформатор ТМ-100/6 кВА с обмотками из меди, на НН из прямоугольного провода, на ВН из круглого провода, с плоской магнитной системой с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми на среднем. Номинальное напряжение первичной обмотки силового трансформатора ТМ-100 кВ, ТМ 100-6/0,4. Группы соединений и схемы данного трансформатора У/Ун-0. Напряжение регулируется без возбуждения (переключатель ПБВ). Масса трансформатора ТМ-100 кВА при проектировании составила 795 кг, масса масла 225 кг, потери холостого хода трансформатора 357 Вт., потери короткого замыкания 1651 Вт., напряжение короткого замыкания 4,344 %, ток холостого тока 1,771 %, габаритные размеры: 800х500х1000.

Трансформатор был спроектирован с максимальным приближением к ГОСТ 1516.1–76 [15].

Анализ аналогичных трансформаторов выпускаемых заводами изготовителями представленных в таблице 3.

Таблица 3 – Анализ аналогичных трансформаторов

Заводы Парамет.	Спроектированный трансформатор	ООО «УралЭнерго»	ПЭО г. Королев	ООО «ЗУТ» г. Полевской
S_H , кВА	100	100	100	100
ВН, кВ	6	6	6	6

Продолжение таблицы 3.

НН, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4
Укз, %	4,34	4,5	4,5	4,5
Ркз, Вт	1651	1300	1970	1970
Ихх, %	1,771	2,5	2,2	2,6
Схема соединения	У/У _Н -0	У/У _Н -0	У/У _Н -0	У/У _Н -0
Габариты, мм	800×500×1000	1050×560×1195	1050×1285×695	1090×770×1560
Масса, кг	795	770	750	730

В результате расчета трансформатора с обмоткой из меди, выявлены следующие соотношения основных геометрических параметров магнитной системы которые будут определяющими при поиске вариантов перехода на обмотки из алюминия (таблица 4).

Таблица 4 – Соотношения основных геометрических параметров силового трансформатора ТМ-100/6

Диаметр стержня сердечника	$D = 0,14 \text{ м}$
Осевой размер обмотки	$L_1=L_2= 0,342 \text{ м}$
Число витков в обмотке	$\omega = 49$
Масса стали магнитной системы	$G_{\text{ст,М}} = G_{\text{ст,А}}$
Внешний диаметр обмотки	$D''_2 = 0,27 \text{ м}$
Длина стержней магнитной системы	$l_c=0,381$
Расстояние между осями стержней	$C=0,28$

Полностью электромагнитный расчет силового трансформатора ТМ-100/6 с обмотками из меди представлен в приложений Б.

2.2. Анализ возможностей перехода трансформатора с обмотки из меди на обмотку из алюминия

В качестве материала обмоток в большей части силовых трансформаторов единого назначения для мощностей до 16000 - 25000 кВА используется обмоточный провод из алюминия. В трансформаторах больших мощностей и специального назначения обмотки производятся из медного провода.

Перевод ряда серий трансформаторов на обмотки из алюминия можно получить немалую экономию меди, для необходимого увеличения общего выпуска трансформаторов и увеличения массы меди в обмотках трансформаторов большой мощности с целью сокращения потерь короткого замыкания [5].

При данном равенство потерь короткого замыкания при равенстве номинальных токов потребуются увеличения сечения каждого витка и всей обмотки вследствие чего, увеличения окна площади магнитной системы, где размещены обмотки. Равенство потерь и тока холостого хода при данных условиях могут быть достигнуты исключительно при одинаковой массе активной стали, что при повышении окна площади магнитной системы может быть достигнуто с помощью уменьшения сечений ярм и стержней и увеличения их длины. Магнитная система алюминиевого варианта обязана быть уже и выше, чем система медного варианта.

Для сохранения неизменности составляющей реактивного напряжения короткого замыкания требуется условного увеличения радиального и осевого размеров алюминиевых обмоток, т. е. помимо прочего увеличения ширины и площади окна магнитной системы [16].

Разумно спроектированные трансформаторы с алюминиевыми обмотками значительно различаются по соответствию ключевых размеров от эквивалентных им по мощности и характеристикам короткого замыкания и холостого хода трансформаторов с медными обмотками. Характерными

отличительными чертами магнитной системы трансформатора с обмотками из алюминия являются при этом наименьший диаметр, большие высоты стержня и площадь окна магнитной системы. Обмотки из алюминия имеют несколько наибольшее количество витков.

Увеличению количеств витков и сечений витков обмоток из алюминия в сравнении с эквивалентными обмотками из меди приводит к увеличению цены мероприятия сосредоточенные на намотке обмоток и вескому увеличению расхода изоляционных материалов - бумажно-бакелитовых цилиндров (примерно на 30—25%), пропиточного лака и электроизоляционного картона (примерно 50—60%). При большей высоте магнитной системы растут помимо прочего высота бака и масса масла. Повышение цены работы и материалов компенсируется уменьшением массы и цены провода обмоток так, что общая цена разумно спроектированного трансформатора с обмотками из алюминия фактически не отличается от цены эквивалентного трансформатора с обмотками из меди.

При переходе на обмотки из алюминия был решен помимо прочего ряд задач технологического характера, связанных с технологией намотки алюминиевых обмоток, пайкой и сваркой алюминия. В нынешнее время все новые серии трансформаторов общего назначения мощностью до 16000 кВА включительно изготавливаются с обмотками из алюминия. В основной массе масляных трансформаторов используется обмоточный провод марки ПБ (АПБ для алюминия) с изоляцией из кабельной бумаги класса нагревостойкости А (предельно разрешенная температура 105 °С) совместной шириной 0,45—0,50 мм на 2 стороны. Использование провода более больших классов нагревостойкости (Е, В, F и т.д.), допускающих более высоко предельные температуры, в масляных трансформаторах не имеет смысла, по следующим причинам разрешенная температура обмоток ориентируется не только классом изоляции обмоток, но помимо прочего и разрешенной температурой масла, в каком пребывает обмотка [24, 25, 26].

Задача проектирования в рамках ВКР трансформаторов с обмотками из алюминия заключается в выборе такого соотношения геометрии обмоток алюминиевого проектирования, чтобы основные размеры не отличались от размеров трансформаторов с обмотками из меди. При этом более полно должны быть приняты на использование полезных характеристик алюминия - небольшая плотность и уменьшалось бы значение отрицательных параметров - что касается удельного электрического сопротивления, повышенного размера обмоток и пониженной механической прочности провода [1].

Для получения в эксплуатации уверенностью, взаимозаменяемости трансформаторов с обмотками медными и алюминиевыми наиболее подходящее проектировать те и др с одними и теми же параметрами - потерями и напряжением короткого замыкания, потерями и током холостого хода. Практика расчета серий трансформаторов с обмотками из алюминия демонстрирует, что взаимозаменяемость, их трансформаторами с обмотками из меди может быть получена при схожих начальных данных расчета, т. е. одной и той же марке стали, магнитной индукции в стержне, коэффициенте заполнения сталью сечения стержня и т. д. При данном «алюминиевые» трансформаторы имеют одну и ту же с «медными» трансформаторами массу стали, наименьшую массу, но больший размер сплава обмоток, наибольшее сечение обмоток, немалую высоту магнитной системы.

Увеличения сечения витка алюминиевых обмоток в необходимой мере повышает их механическую прочность при коротком замыкании, компенсируя в трансформаторах мощностью до 16000 кВА пониженную механическую прочность самого металла.

Большой опыт выпуска трансформаторов с алюминиевыми обмотками, а именно около номинальных мощностей от 10 до 16 000 кВА, продемонстрировал, что данные трансформаторы обеспечивают полновесную смену трансформаторов с медными обмотками, потому что имеют все шансы иметь эти же характеристики холостого хода и короткого замыкания при одной и

той же цены всего трансформатора, т. е. считаются равноценными с «медными» трансформаторами в технологическом и финансовом отношении [7].

Другой активный материал трансформатора - сплав обмоток - на протяжении длительного времени не подвергался изменению. Невысокое удельное электрическое сопротивление, легкость обработки (намотки, пайки), неплохая стойкость по отношению к коррозии и необходимая механическая прочность электролитической меди сделали ее единственным материалом для обмоток трансформаторов на протяжении ряда десятилетий. Невзирая на это, что касается маленькое крупное распространение природных запасов медных руд вынудило отыскивать пути замены меди иным сплавом, и в первую очередь алюминием, более обширно популярным в природе.

Замена обмоток силовых трансформаторов из меди на обмотки из алюминия затрудняется сначала тем, что удельное электрическое сопротивление алюминия значительно (примерно в 1,6 раза) больше удельного сопротивления меди.

Ключевые физические характеристики обмоток меди и алюминия приведены в таблице 5. Стоимость 1 кг прямоугольного обмоточного алюминиевого провода марки АПБ на 10—15 % ниже стоимости медного провода марки ПБ.

Таблица 5 – Основные физические свойства обмоточных проводов из меди и алюминия

Металл	Удельное электрическое сопротивление, мкОм*м		Плотность, кг/м ³	Предел прочности на разрыв, Мпа	Удельная теплоемкость, Дж/(кг °С)
	при 200 С	при 750 С			
Медь электролитическая	0,01724	0,02135	8900	240	390
Алюминий	0,0280	0,0344	2700	80 - 90	816

В рамках капитального ремонтных работ рассматривается вариант замены обмоток из медного провода трансформатора алюминиевым, когда заменяется лишь сплав провода, но сохраняются: все размеры обмоток, количество витков и объемы изоляционных интервалов, и еще все данные и габариты магнитной системы и системы охлаждения трансформатора [21].

Обзор существующих данных показывает, что при такой замене обмоток трансформатор, быть может, интегрирован в эту же сеть и будет иметь это же номинальное напряжение и те же характеристики холостого хода, что и до замены обмоток трансформатора. Электрическое интенсивное противодействие алюминиевых обмоток окажется выше сопротивления медных в отношении удельных электро сопротивлений данных металлов, т.е. приблизительно в 1,6 раза, и во столько же раз вырастут потери короткого замыкания при том же номинальном токе. Для того чтоб сберечь прежние потери краткого замыкания и постоянные превышения температуры частей трансформатора над температурой окружающей среды, номинальный ток алюминиевого варианта обмоток $I_{номА}$ обязан быть уменьшен сравнивая с током медного варианта $I_{номМ}$ [6].

$$\sqrt{\rho_M / \rho_A} = I_{номМ} \sqrt{0,01724 / 0,028} = 0,785 I_{номМ}.$$

При замене медного провода алюминиевым номинальные токи обмоток, а значит, и номинальная мощность трансформатора должны быть снижены до 21,5 %. Сумма потерь холостого хода и короткого замыкания при пониженной номинальной мощности, возможно приведет к понижению КПД. Реактивная основополагающая сопротивления краткого замыкания не находится в зависимости от сплава обмоток и обязана остаться постоянной [18].

Размер обмоток из алюминия будет равен размеру обмоток из меди, а масса алюминия составит от массы меди

$$G_A = G_M \frac{\gamma_A}{\gamma_M} = G_M \frac{2700}{8900} = 0,303 G_M.$$

Потому что стоимость алюминиевого провода несколько ниже стоимости медного, цена алюминиевого провода составит менее 1/3 цены провода из меди.

2.3. Обзор возможных вариантов модернизации силового трансформатора ТМ-100/6 на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы

В нашем случае рациональная замена в силовом трансформаторе обмоток из меди на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы с одинаковыми параметрами холостого хода (потери в ток) и короткого замыкания (потери и напряжение), с одинаковой конструкцией, материалами и размерами изоляции, с магнитными системами одинаковой конструкции, изготовленными из электротехнической стали одной марки и толщины, рассчитанными при одном значении индукции возможна лишь при снижении номинальной мощности.

В процессе проведенных исследований и расчетов силового трансформатора ТМ-100/6 на обмотки из алюминия в тех же габаритах магнитной системы было найдено два возможных варианта. Первый вариант, когда обмотку НН выполняют из алюминиевой ленты снижение мощности составила 15% и второй вариант, когда обмотка НН цилиндрическая двухслойная из прямоугольного провода мощность снизилась на 5%.

Для проведения сравнительного анализа при поиске оптимального варианта была построена сводная таблица 6.

Таблица 6 – Сводная таблица рассчитанных трансформаторов

Номинальная мощность трансформатора ТМ-100/6	$S_H=100$ кВА	$S_H=85$ кВА	$S_H=95$ кВА
Материал обмоток	Медь	Алюминий	Алюминий
Тип обмоток НН	Цилиндрическая двухслойная из прямоугольного провода	Алюминиевая лента	Цилиндрическая двухслойная из прямоугольного провода
d_{cm} (м)	14	14	14
β	1,53	1,53	1,53
C_{ac}	402,63	328	340,611
$l_{об 1,2}$ (м)	0,342	0,342	0,342
l_c (м)	0,381	0,381	0,381
C (м)	0,280	0,280	0,280
q_{HH} (Вт/м ²)	321	578	359
q_{BH} (Вт/м ²)	509	427	595
$P_{оч1}$ (Вт)	635	870	709
$P_{оч2}$ (Вт)	1200	1114	1203
$P_{кз}$ (Вт)	1651	2018	1961
$U_{кз}$ (%)	4,344	4,654	4,538
P_{xx} (Вт)	357	357	357
i_{xx} (%)	1,771	1,771	1,771
η (%)	98,03	97,64	97,70
G_{cm} (кЗ)	270,2	270,2	270,2
$G_{об м, ал}$	93,26	51,85	37,85
M/S_H	3,63	3,78	3,24

Выводы в отношении характера изменения масс активных материалов, стоимости активной части, коэффициента полезного действия и удельной материалоемкости трансформатора сделаны на основании графиков рис. 2.1-2.4.

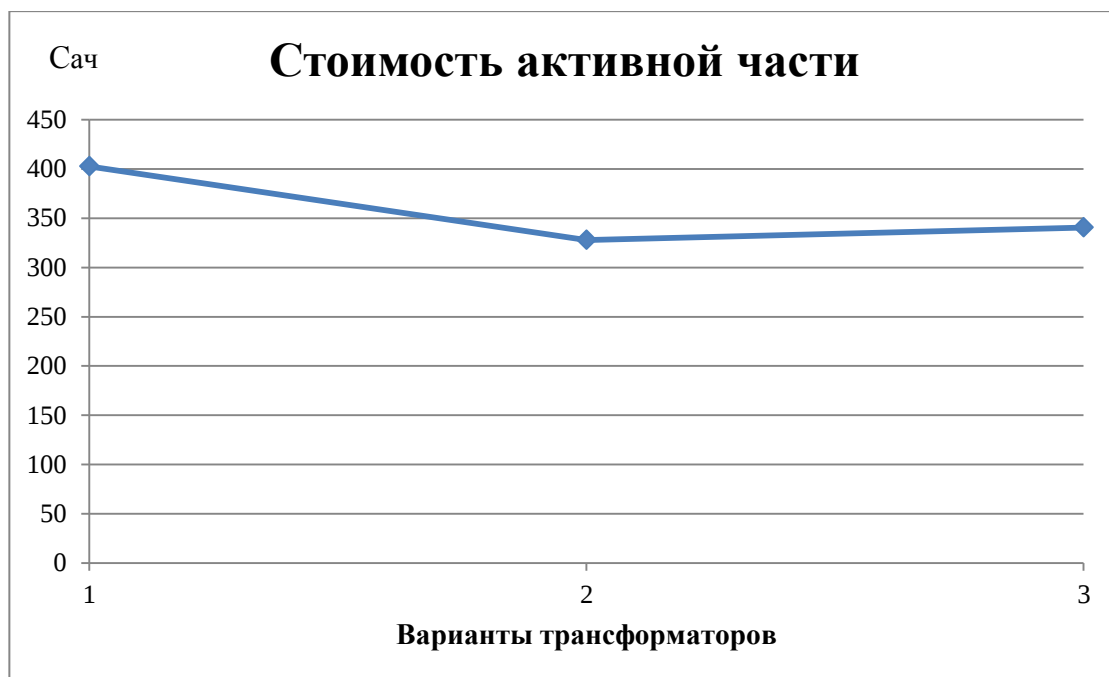


Рисунок 2.1 Стоимость активной части рассчитанных трансформаторов



Рисунок 2.2 Масса стали обмоток рассчитанных трансформаторов



Рисунок 2.3 Коэффициент полезного действия рассчитанных трансформаторов

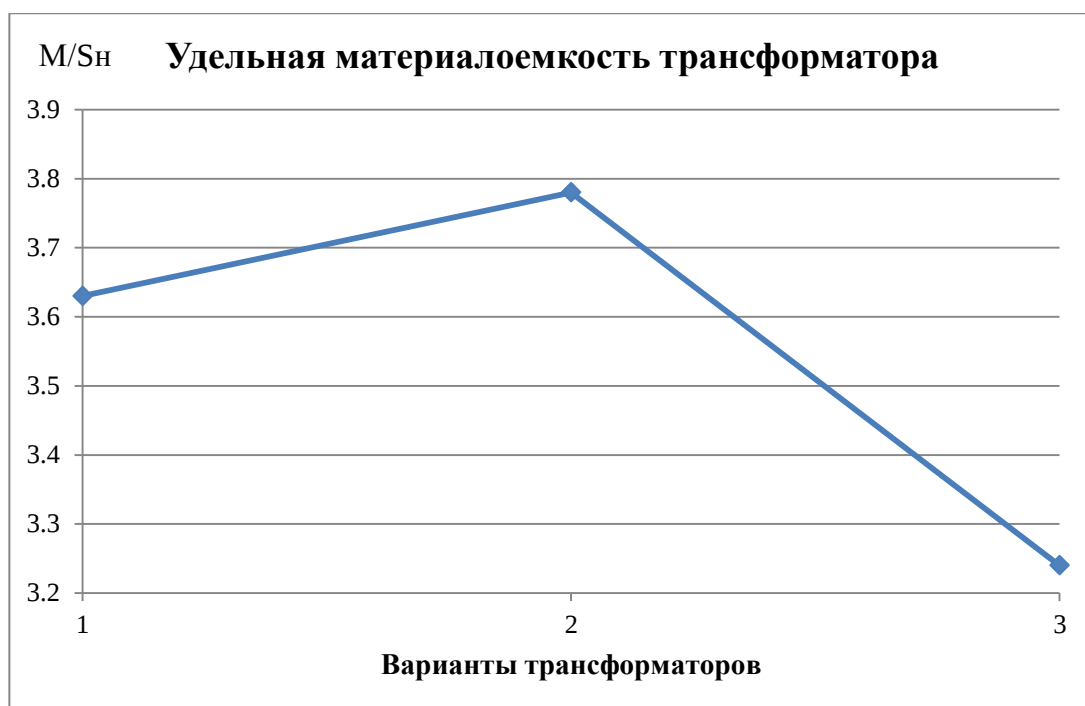


Рисунок 2.4 Удельная материалоемкость трансформаторов

Необходимо отметить, что в процессе проведения расчетов была получена возможность выбора оптимального варианта типа обмоток НН

трансформатора и оценки ряда его параметров – масс активных материалов, стоимости активной части, параметров холостого хода и короткого замыкания при сохранении геометрии магнитной системы.

Анализ таблицы и графических зависимостей показал, что вариант трансформатора ТМ-95/6 с обмоткой НН цилиндрической двухслойной из прямоугольного провода показал существенное уменьшение массы обмоток и стоимости активной части трансформатора. При этом коэффициент полезного действия практический остался без изменений.

Несмотря на снижение номинальной мощности на 5 % для масляных силовых трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% от номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального [1]. Отсюда следует, что трансформатор ТМ 95/6 может работать при номинальной мощности на 100 кВА. Тем самым модернизация данного трансформатора проведена без снижения качества при эксплуатации.

2.4. Электромагнитный расчет оптимального варианта силового трансформатора ТМ-95/6

В данном электромагнитном расчете с обмотками из алюминия основные коэффициенты, параметры, рисунки связанные с магнитной системой и охлаждающим баком будут такие же, как и в электромагнитном расчете с обмоткой из меди и останутся неизменными (**const**).

2.4.1. Расчет основных электрических величин трансформатора и определение изоляционных расстояний [1]

Мощность одной фазы трансформатора:

$$S_{\phi} = \frac{S}{m}, \quad (1.1)$$

где S – номинальная мощность трансформатора, кВА.;

m – число фаз трансформатора.

Мощность одного стержня: $S' = S_{\phi} = \frac{S}{m} = \frac{95}{3} = 31,7 \text{ кВА}$.

Определение линейных и фазных токов и напряжений обмоток ВН и НН.

Номинальный (линейный) ток обмотки ВН и НН трансформатора, А:

$$I = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (1.2)$$

где S – мощность трансформатора, кВА;

U – номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки, В.

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_2 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 9,1 \text{ А}.$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_1 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 137,1 \text{ А}.$$

Фазные токи обмоток (схема соединений – звезда-звезда) равны линейным токам.

Фазные напряжения:

$$U_{\phi} = \frac{U_{1,2}}{\sqrt{3}}, \quad (1.3)$$

на стороне ВН: $U_{\phi 2} = \frac{U_2}{\sqrt{3}} = 3464,1 \text{ В},$

на стороне НН: $U_{\phi 1} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} = 230,9 \text{ В}.$

Определение испытательных напряжений алюминиевых обмоток

По таблице 4.1 выбираем: ВН $U_{исп2}=25$, кВ НН $U_{исп1}=5$, кВ (Обмотки масляных трансформаторов с рабочим напряжением до 1 кВ имеют $U_{исп1} = 5$ кВ, ГОСТ 1516.1–76) [16].

Выбор тип обмоток (см. таблицу 5.8):

Обмотка ВН при напряжении 6 кВ и токе 9,1 А: цилиндрическая многослойная из круглого провода.

Обмотка НН при напряжении 0,4 кВ и токе 137,1 А: цилиндрическая одно- и двухслойная из прямоугольного провода.

Изоляционные расстояния (const)

Для испытательного напряжения ВН $U_{исп} = 25$ кВ изоляционное расстояние: $a_{12}=27$ мм, $a_{22}=8$ мм, $l_{02}=20$ мм, $\delta_{12}=2,5$ мм, $l_{ц2}=10$ мм.

Для испытательного напряжения НН $U_{исп} = 5$ кВ изоляционное расстояние: $a_{01}=4$ мм, $l_{01}=15$ мм.

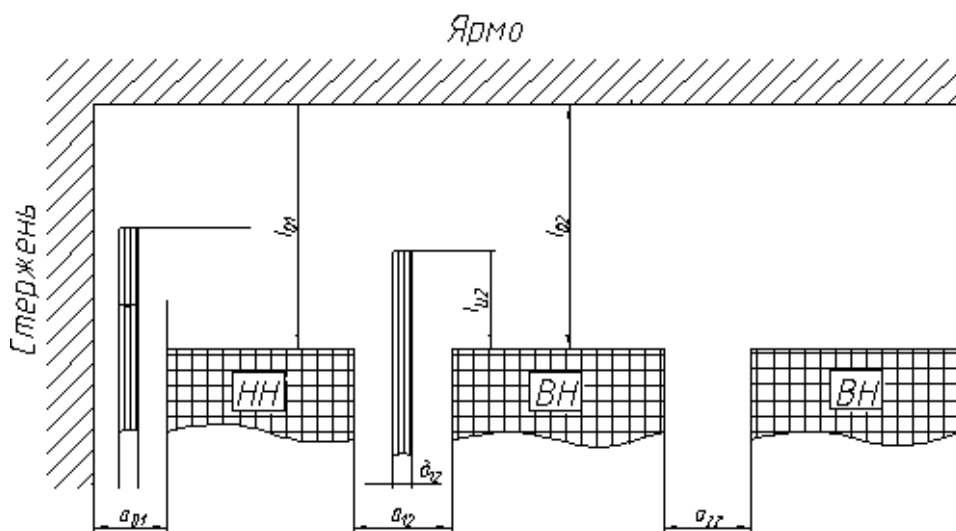


Рисунок 2.5 – Главная изоляция обмоток ВН и НН (const).

Активная и реактивная составляющая напряжения короткого замыкания (const)

Ширина канала рассеяния трансформатора :

$\frac{a_1 + a_2}{3}$ – суммарный радиальный размер обмоток

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = 0,019 \text{ м},$$

$$a_p = 0,046 \text{ м}.$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания, %:

$$u_a = 2,074 \text{ \%}.$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, % [1]:

$$u_p = 3,99 \text{ \%}.$$

2.4.2. Расчёт основных размеров трансформатора (const)

Схема и конструкция магнитной системы с расчета трансформатора медной обмотки [22]

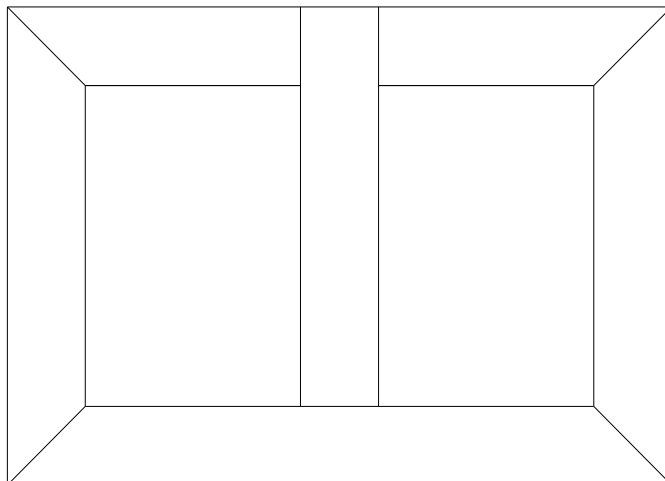


Рисунок 2.6 – Плоская магнитная система с косыми стыками в четырех и прямыми в двух углах (const).

Материал магнитной системы холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3405 толщиной 0,30 мм. Коэффициент заполнения для рулонной холоднокатаной стали по (табл. 2.2) равен $k_3=0,96$.

Согласно заданию необходимо принять материал обмоточного провода алюминий.

Индукция в стержне $B_c=1,56$ Тл (см.табл. 2.4). Число ступеней 6 в сечении стержня. Коэффициент заполнения круга $k_{кр}=0,92$. (см.табл. 2.5).

Коэффициент заполнения сталью:

$$k_c=0,883.$$

Ярмо многоступенчатое, число ступеней 5.

Коэффициент усиления ярма (см.табл. 2.8) $k_я=1,025$.

Индукция в ярме:

$$B_я = 1,52 \text{ Тл.}$$

Число зазоров в магнитной системе на косом стыке 4 на прямом 3

Индукция в зазоре на прямом стыке: $B_3'=B_c=1,56$ Тл.

Индукция в зазоре на косом:

$$B_3'' = 1.103 \text{ Тл.}$$

Удельные потери в стали $p_c=1,074$ Вт/кг; $p_я=1,004$ Вт/кг.

Удельная намагничивающая мощность $q_c=1,383$ ВА/кг;
 $q_я=1,263$ ВА/кг.

Для зазоров на прямых стыках $q_3''=16800$, ВА/м².

Для зазоров на косых стыках $q_3'=2200$, ВА/м². (см.таблицу 8.10, 8.17),

По (табл. 3.6) находим коэффициент, учитывающий отношение потерь в обмотках к потерям короткого замыкания: $k_d=0,97$.

По (табл. 3.4, 3.5) находим постоянные коэффициенты для медных обмоток: $a=1,36$; $b=0,55$.

Принимаем коэффициент Роговского: $k_p=0,95$.

Расчёт основных коэффициентов (основные коэффициенты, связанные с магнитной системой взяты с расчета трансформатора с медной обмоткой)

$$A_1 = 0.1258,$$

$$A_1 = 134.8 \text{ кг},$$

$$A_2 = 10.081 \text{ кг},$$

$$B_1 = 100.191 \text{ кг},$$

$$B_2 = 12.039 \text{ кг}.$$

Коэффициент для алюминия: $k_0 = 1,2 \cdot 10^{-2}$

$$C_1 = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} S a^2}{k_o k_c^2 B_c^2 u_a A^2} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} * 95 * 1,36^2}{0,97 * 0,883^2 * 1,56^2 * 1,97 * 0,1258^2} = 34,83 \text{ кг}, \quad (1.4)$$

$$K_{\kappa 3} = 1,41 * \frac{100}{u_k} \left(1 + e^{\frac{-\pi u_a}{u_p}} \right) = 1,41 \frac{100}{4,5} \left(1 + e^{\frac{-\pi * 2,074}{3,994}} \right) = 37,465, \quad (1.5)$$

$$M = 0,156 * 10^{-6} K_{\kappa 3}^2 k_o k_p \frac{P_k}{aA} = 0,156 * 10^{-6} * 38,12^2 * 0,97 * 0,95 \frac{1970}{1,36 * 0,1258} = 3,631 \text{ МПа}. \quad (1.6)$$

Основные размеры с электромагнитного расчета медных обмоток

Диаметр стержня был определен при оптимизации медного расчета для рациональных значений его экономических и технических параметров:

$$d = 0.14 \text{ м}.$$

Средний диаметр стержня **(const):**

$$d_{12} = 0,19 \text{ м}.$$

Ориентировочная высота обмоток **(const):**

$$l = 0,39 \text{ м}.$$

Электродвижущая сила одного витка предварительно **(const):**

$$u_B = 4,7061 \text{ В}.$$

2.4.3. Расчёт обмоток НН и ВН

Расчёт обмотки НН

Число витков в обмотке НН (**const**):

$\omega_1 = 49,07$ принимаем 49 виток.

$$\omega_{сл1} = \frac{\omega_1}{2} = \frac{49}{2} = 24,5.$$

Уточнение напряжения одного витка (**const**):

$$u_B = 4,7131 \text{ В.}$$

Действительная индукция в стержне (**const**):

$$B = 1,562 \text{ Тл.}$$

Средняя плотность тока в алюминиевых обмотках:

$$J_{cp} = 0,463 k_\phi \frac{P_k u_B}{S d_{12}} 10^4 = 0,463 * 0,97 \frac{1970 * 4,7131}{95 * 0,19} * 10^4 = 2,305 * 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.7)$$

Принимаем среднее значение для снижения потерь короткого замыкания: $J_{cp} = 2,0 * 10^6 \text{ А/м}^2$

Ориентировочное сечение витка:

$$I'_B = \frac{I_{\phi 1}}{J_{cp}} = \frac{137,121}{2,0 * 10^{-6}} = 68,56 \text{ мм}^2. \quad (1.8)$$

По таблице 5.8. по мощности обмотки $S=95$ кВА, номинальному току $I_1=137,121$ А и напряжению 0,4 кВ выбираем конструкцию цилиндрическую двухслойную обмотку из алюминиевого прямоугольного провода.

Ориентировочный осевой размер витка:

$$h_B = \frac{l}{\omega_{сл1} + 1} = \frac{0,39}{24,5 + 1} = 0,015 \text{ м.} \quad (1.9)$$

По полученным ориентировочным значениям I'_B , h_B по таблице 5.2. подбираем провод АПБ сечением $I_1 = 52,3 \text{ мм}^2$.

$$АПБ \quad 1 \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = \frac{5,6 \times 12,5}{6,1 \times 13}, \text{ изоляция } 2\delta = 0,45 \approx 0,5, \text{ мм на две стороны.}$$

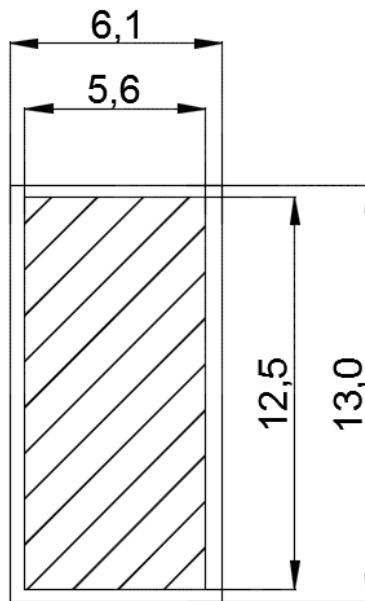


Рисунок 2.7– Эскиз витка

Сечение витка:

$$П_1 = 69,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Плотность тока в обмотке НН:

$$J_1 = \frac{I_{\phi 1}}{П_1} = \frac{137,121}{69,1 \cdot 10^{-6}} = 1,984 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.10)$$

Оценим найденное значение плотности тока в обмотке НН от среднего значения плотности тока:

$$\Delta J = \frac{J_{cp} - J_1}{J_{cp}} \cdot 100 = \frac{2,0 \cdot 10^6 - 1,984 \cdot 10^6}{2,0 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,781 \%. \quad (1.11)$$

По графику рисунок 5.34а находим для $q=1000 \text{ ВА/м}^2$.

Коэффициент $k=0,95$ учитывающий усадку изоляции после сушки и опрессовки обмотки.

Осевой размер обмотки (**const**):

$$l_1 = 0,342 \text{ м.}$$

Радиальный размер обмотки:

$$a_1 = (2a'_{nn} + a_{11}) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 6,1 + 4) \cdot 10^{-3} = 0,016 \text{ мм.} \quad (1.12)$$

По таблице 4.4. для $U_{нн,исп} = 5 \text{ кВ}$, $S_n = 95 \text{ кВА}$ и конструкцию цилиндрической двухслойной обмотки, находим $a_{01} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, обмотка наматывается на 8 рейках на бумажно-бакелитовом цилиндре с размерами:

Внутренний и внешний диаметр обмоток остаются без изменений, потому что магнитная система и бак трансформатора не меняются.

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_1' = 0,148 \text{ м.}$$

Внешний диаметр обмотки:

$$D_1'' = 0,18 \text{ м.}$$

Число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $n = 2$

Число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $m = 24,5$

Коэффициент приведения поля рассеяния (**const**): $k_p = 0,95$

$$\beta_1 = 0,852.$$

Поверхность охлаждения (**const**):

$$\Pi_{01} = 1,996 \text{ м}^2,$$

Масса металла обмотки:

$$G_{01} = 8,47 \cdot 10^3 * c * D_{cp1} * \omega * \Pi = 8,47 \cdot 10^3 * 3 * \left(\frac{0,148 + 0,18}{2} \right) * 49 * 69,1 \cdot 10^{-3} = 14,127 \text{ кг}, \quad (1.13)$$

Основные потери:

$$P_{осн1} = 12,75 \cdot 10^{-12} * J_1^2 * G_1 = 12,75 \cdot 10^{-12} * 7,616 \cdot 10^{12} * 34,766 = 709,271 \text{ Вт}. \quad (1.14)$$

Коэффициент добавочных потерь для обмотки НН из прямоугольного медного провода при промышленной частоте 50 Гц:

$$k_{01} = 1 + 0,037 \cdot 10^8 * \beta_1^2 * (a_{нн} \cdot 10^{-3})^4 * n^2 = 1 + 0,037 \cdot 10^8 * 0,852^2 * (5,6 \cdot 10^{-3})^4 * 2^2 = 1,011. \quad (1.15)$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки НН:

коэффициент закрытия части поверхности: $k_3 = 0,75$

$$q_1 = P_{осн1} \frac{k_{\delta 1}}{\Pi_{01}} = 709,27 * \frac{1,011}{1,996} = 359,1 \frac{Вт}{м^2} < 1000 \frac{Вт}{м^2}. \quad (1.16)$$

Число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора: $c = 3$

Средний диаметр обмотки (**const**):

$$D_{cp} = 0,16 \text{ м.}$$

Масса провода обмотки НН:

$$G_{np1} = 1,5 * G_1 = 1,5 * 14,127 = 21,2 \text{ кг.} \quad (1.17)$$

Расчёт обмотки ВН

Выбираем схему регулирования ВН по рисунку 2.5 с выводом концов от всех трёх фаз обмотки к одному трёхфазному переключателю.

Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 9,6 А.

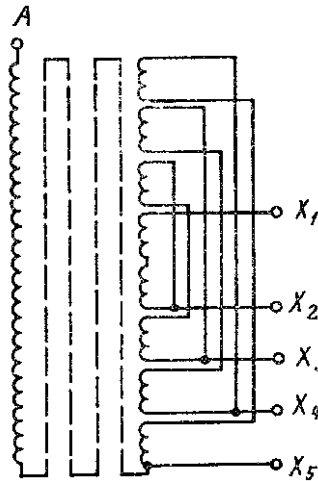


Рисунок 2.8 – Схема регулирования напряжения обмотки ВН

Наибольшее напряжение между контактами переключателя в одной фазе:

$$\text{Рабочее: } \frac{10}{\sqrt{3} * 95} * U_2 = \frac{10 * 6000}{\sqrt{3} * 95} = 364 \text{ В,}$$

испытательное: $364 * 2 = 728 \text{ В.}$

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении:

$$\omega_{n2} = \omega_1 \frac{U_{\phi 2}}{U_{\phi 1}} = 49 * \frac{3464,102}{230,94} = 735, \text{ принимаем } 735 \text{ витков.} \quad (1.18)$$

Напряжение одного витка: $u_B = 4,713 \text{ В}$.

Число витков на одной ступени регулирования:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = 150 \text{ В},$$

$$\omega_p = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} * u_B} = \frac{6000}{\sqrt{3} * 4,713} = 18,38 = 18 \text{ витков.} \quad (1.19)$$

Таблица 7 – Число витков в ответвлениях

Напряжение, В	Число витков на ответвлениях.
6300	$\omega_{p1} = \omega_{n2} + 2\omega_p = 771$
6150	$\omega_{p2} = \omega_{n2} + \omega_p = 753$
6000	$\omega_{p3} = \omega_{n2} = 735$
5850	$\omega_{p4} = \omega_{n2} - \omega_p = 717$
5700	$\omega_{p5} = \omega_{n2} - 2\omega_p = 699$

Ориентировочная плотность тока в обмотке ВН:

$$J_2 = 2 * J_{cp} - J_1 = 2 * 2,0 * 10^6 - 1,984 * 10^6 = 2,016 * 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (1.20)$$

Принимаем среднее значение для снижения потерь короткого замыкания: $J_2 = 1,9 * 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}$.

Ориентировочное сечение витка обмотки ВН:

$$П'_2 = \frac{I_2}{J_2} = \frac{9,141}{1,9 * 10^6} = 4,81 \text{ мм}^2. \quad (1.21)$$

По мощности трансформатора, току на стержень, напряжению и сечению витка выбираем цилиндрическую, многослойную обмотку из круглого провода. (таблица 5.8)

По сортаменту алюминиевого провода выбираем провод марки АПБ диаметром 2,36 мм сечением 4,375 мм² $АПБ 1 \times \frac{d_{вн}}{d'_{вн}} = 1 \times \frac{2,36}{2,76}$ с толщиной изоляции на две стороны $2\delta=0,4$ мм.

Число параллельных проводов: $n_{с2} = 1$

Плотность тока:

$$J_2 = \frac{I_{2\phi}}{П_2} = \frac{9,141}{4,375 * 10^{-6}} = 2,089 * 10^6 \frac{A}{м^2}. \quad (1.22)$$

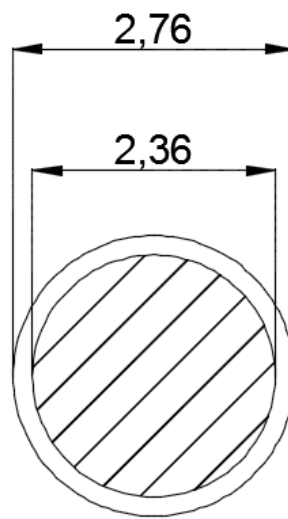


Рисунок 2.9 – Сечение витка обмотки ВН

Оценим найденное значение плотности тока в обмотке ВН от среднего значения плотности тока:

$$\Delta J = \frac{J_{ср} - J_2}{J_{ср}} * 100 = \frac{2,0 - 2,089}{2,0} * 100 = 4,473 \%. \quad (1.23)$$

Значение плотности тока в обмотке ВН, выдержанное близко к действительности средней плотности тока, отличается в соответствии с ГОСТом от последней не более чем на 10%.

Задаем высоту обмотки равной найденной по предварительному расчету: $l_2 = l_1$

Число витков в слое:

$$\omega_{cl2} = \frac{l_2}{n_{\epsilon 2} * d'_{\text{вн}}} * 10^3 - 1 = \frac{0,342}{1 * 2,76} * 10^3 - 1 = 122,913, \quad (1.24)$$

принимаем: $\omega_{cl2} = 123$.

Число слоев в обмотке:

$$n_{cl2} = \frac{\omega_{p1}}{\omega_{cl2}} = \frac{771}{123} = 6,268, \quad (1.25)$$

округляем до целого: $n_{cl2} = 6$.

Рабочее напряжение двух слоёв:

$$U_{\text{мсл}} = U_{\epsilon} * 2\omega_{cl2} = 4,713 * 2 * 123 = 1,159 * 10^3 \text{ В}. \quad (1.26)$$

Междуслойная изоляция по таблице 4.7. – кабельная бумага марки К-120 по ГОСТ 23436–83Е, три слоя толщиной 0,12 мм, $\delta_{\text{мсл}} = 2 * 0,12 = 0,24$.

Радиальный размер обмотки:

$$a_2 = [d'_{\text{вн}} * n_{cl2} + \delta_{\text{мсл}} (n_{cl} - 1) + 5] * 10^{-3} = [2,76 * 6 + 2 * 0,12(6 - 1) + 5] * 10^{-3} = 0,023 \text{ м}. \quad (1.27)$$

Внутренний и внешний диаметр обмоток остаются (const)

Внутренний диаметр обмотки **(const)**:

$$D_2' = 0,23 \text{ м}.$$

Внешний диаметр обмотки **(const)**:

$$D_2'' = 0,27 \text{ м}.$$

Масса металла обмотки по (7.6).

Число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора: $c = 3$.

Средний диаметр обмотки **(const)**:

$$D_{cp} = 0,25 \text{ м}.$$

Поверхность охлаждения **(const)**: $n = 1,5$, $k = 0,83$.

$$П_{02} = 2,006 \text{ м}^2.$$

Число проводников обмотки в направлений, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $n = 6$.

Число проводников обмотки в направлений, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $m = 123$.

Коэффициент добавочных потерь для обмотки ВН из прямоугольного медного провода при промышленной частоте 50 Гц.

Коэффициент поля рассеяния: $k_p = 0,95$.

$$\beta_2 = \frac{d_{\text{вн}} * 10^{-3} * m * k_p}{l_2} = \frac{2,36 * 10^{-3} * 123 * 0,95}{0,342} = 0,806, \quad (1.28)$$

$$k_{d2} = 1 + 0,017 * 10^8 * \beta_2^2 * (d_{\text{вн}} * 10^{-3})^4 * n^2 = 1 + 0,017 * 10^8 * 0,65 * (2,36 * 10^{-3})^4 * 6^2 = 1,001. \quad (1.29)$$

Масса металла обмотки ВН:

$$G_2 = 8,47 * 10^3 * c * D_{\text{ср}} * \omega_{p1} * \Pi_2 = 8,47 * 10^3 * 3 * 0,257 * 771 * 4,375 = 22 \text{ кг}. \quad (1.30)$$

Основные потери:

$$P_{\text{осн1}} = 12,75 * 10^{-12} * J_2^2 * G_2 = 12,75 * 10^{-12} * 2,726 * 10^{12} * 57,2 = 1,203 * 10^3 \text{ Вт}, \quad (1.31)$$

$$q_{\text{вн}} = \frac{P_{\text{осн}} * k_{d2}}{\Pi_{02}} = \frac{1,227 * 10^3 * 1,001}{2,006} = 595,187 < 1000 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}. \quad (1.32)$$

Масса провода обмотки ВН:

$$G_{\text{нр2}} = 0,03 * G_2 + G_2 = 0,03 * 22 + 22 = 22,7 \text{ кг}. \quad (1.33)$$

Масса металла (медь) двух обмоток:

$$G_2 = G_1 + G_2 = 14,127 + 22 = 36,169 \text{ кг}. \quad (1.34)$$

Масса провода (медь) двух обмоток:

$$G_{\text{нр}} = G_{\text{нр1}} + G_{\text{нр2}} = 21,191 + 22,7 = 43,9 \text{ кг}. \quad (1.35)$$

Выбрали конструкции обмоток НН и ВН, подобрали сечения проводов и оценили тепловое состояние спроектированных обмоток. У обоих обмоток

расчетные значения плотностей теплового потока не превышают предельно допустимого значения в 1000 Вт/м^2 , значит обмотки спроектированы верно.

2.4.4. Расчёт параметров короткого замыкания

Определение потерь короткого замыкания

Основные потери короткого замыкания определяются согласно:

Обмотка НН:

$$P_{осн1} = 12,75 * 10^{-12} * J_1^2 * G_{01} = 12,75 * 10^{-12} * 3,938 * 10^{12} * 14,127 = 709,3 \text{ Вт.} \quad (1.36)$$

Обмотка ВН:

$$P_{осн2} = 12,75 * 10^{-12} * J_2^2 * G_{02} = 12,75 * 10^{-12} * 4,366 * 10^{12} * 22,041 = 1226,9 \text{ Вт,} \quad (3.41)$$

$$P_{осн.н2} = P_{осн2} - 0,05 P_{осн2} = 1226,9 - 0,05 * 1226,9 = 1166 \text{ Вт.} \quad (1.37)$$

Коэффициент учитывающий отклонение реального поля от идеального параллельного поля, вызванное конечным значение осевого размера обмоток.

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi * l_2} = \frac{0,027 + 0,016 + 0,023}{3,14 * 0,342} = 0,061. \quad (1.38)$$

Уточненный коэффициент Роговского:

$$k_p = 1 - \sigma = 1 - 0,061 = 0,939. \quad (1.39)$$

Основные потери в отводах рассчитываются следующим образом:

Длина отводов определяется приближенно по (7.21):

$$l_{отв} = 7,5 * l_1 = 7,5 * 0,342 = 2,56 \text{ м.} \quad (1.40)$$

Масса отводов НН:

Плотность металла в обмотках: $\gamma = 8900 \text{ кг/м}^3$

$$G_{отв1} = l_{отв} * \Pi_{отв1} * \gamma = 2,56 * 69,1 * 10^{-6} * 8900 = 1,58 \text{ кг.} \quad (1.41)$$

Масса отводов ВН:

$$\Pi_{отв2} = \Pi_2 = 4,375 * 10^{-6} \text{ м}^2,$$

$$G_{отв2} = l_{отв} * \Pi_{отв2} * \gamma = 2,56 * 4,375 * 10^{-6} * 8900 = 0,1 \text{ кг.} \quad (1.42)$$

Потери в отводах НН:

$$k = 12,75 * 10^{-12}$$

$$P_{от61} = k * J_1^2 * G_{от61} = 12,75 * 10^{-12} * 3,938 * 10^{-12} * 1,58 = 79,2 \text{ Вт.} \quad (1.43)$$

Потери в отводах ВН

$$P_{от62} = k * J_2^2 * G_{от62} = 12,75 * 10^{-12} * 4,366 * 10^{-12} * 0,1 = 5,559 \text{ Вт.} \quad (1.44)$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции до выяснения размеров бака определяем приближенно по (7.25)

Коэффициент определяемый по таблице 7.1: $k = 0,015$

$$P_{\sigma} = 10 * k * S = 10 * 0,015 * 95 = 14,25 \text{ Вт.} \quad (1.45)$$

Полные потери короткого замыкания:

$$P_{\kappa} = P_{осн1} * \kappa_{\partial1} + P_{осн2} * \kappa_{\partial2} + P_{от61} * \kappa_{\partial1} + P_{от62} * \kappa_{\partial2} + P_{\sigma} = 709,271 * 1,011 + 1166 * 1,001 + 79,198 * 1,011 + 5,559 * 1,001 + 14,25 = 1983,6 \text{ Вт,} \quad (1.46)$$

$$\text{т.е. } \frac{1983,6 * 100}{1970} = 100,7 \%.$$

Расчетное значение потерь короткого замыкания находится в границах допустимого отклонения (+ 5%) от заданного значения.

Расчёт напряжения короткого замыкания

Активная составляющая:

$$u_a = \frac{P_{\kappa}}{10S} = \frac{1983,6}{10 * 95} = 2,088 \%. \quad (1.47)$$

Средний диаметр канала между обмотками:

$$d_{12} = \frac{D_1'' + D_2'}{2} = \frac{0,18 + 0,23}{2} = 0,202 \text{ м,} \quad (1.48)$$

$$\beta = \frac{\pi * d_{12}}{l_2} = \frac{3,14 * 0,202}{0,342} = 1,858. \quad (1.49)$$

Ширина канала рассеяния:

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 0,027 + \frac{0,016 + 0,023}{3} = 0,04 \text{ м.} \quad (1.50)$$

Реактивная составляющая:

$$u_p = \frac{0,792 * f * S' * \beta * a_p * k_p}{u_B^2} = \frac{0,792 * 50 * 31,7 * 1,905 * 0,04 * 0,939}{22,213} = 4,041. \quad (1.51)$$

Напряжение короткого замыкания:

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2} = \sqrt{2,088^2 + 4,041^2} = 4,548 \% \quad \text{или} \quad \frac{4,548 * 100}{4,5} = 101,1\% .$$

Расчетное значение напряжения короткого замыкания находится в границах допустимых отклонений ($\pm 5\%$) от заданного.

2.4.5. Магнитная система и масса стали трансформатора

Все данные магнитной системы трансформатора взяты с расчета трансформатора с медной обмоткой [1]

Конструкция плоской трёхфазной шихтованной магнитной системы, собранной из пластин холоднокатаной текстурованной стали марки 3405 толщиной 0,30 мм. Стержни магнитной системы скрепляются бандажами из стеклоленты, ярма прессуются ярмовыми балками и шпильками. Прессовка стержня – путём забивания деревянных реек между стержнем и обмоткой НН.

Размеры пакетов для стержня диаметром 0,14 м. без прессующей пластины выбираются по таблице 8. Число ступеней в сечении стержня шесть, в сечении ярма пять.

Таблица 8 – Размеры пакетов стержня и ярма а×b мм.

№ пакета	Стержень, мм	Ярмо (в половине поперечного сечения), мм
1	135×19	135×19
2	120×17	120×17
3	105×10	105×10
4	85×9	85×10
5	65×7	65×12
6	40×5	

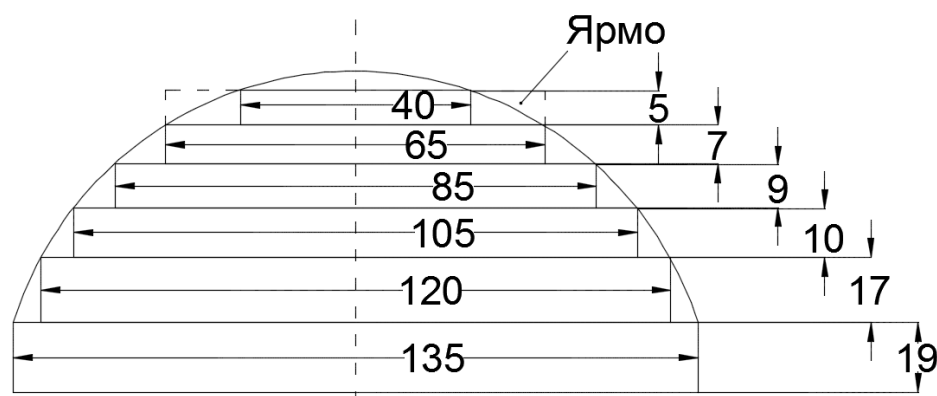


Рисунок 2.10 – Сечение стержня и ярма

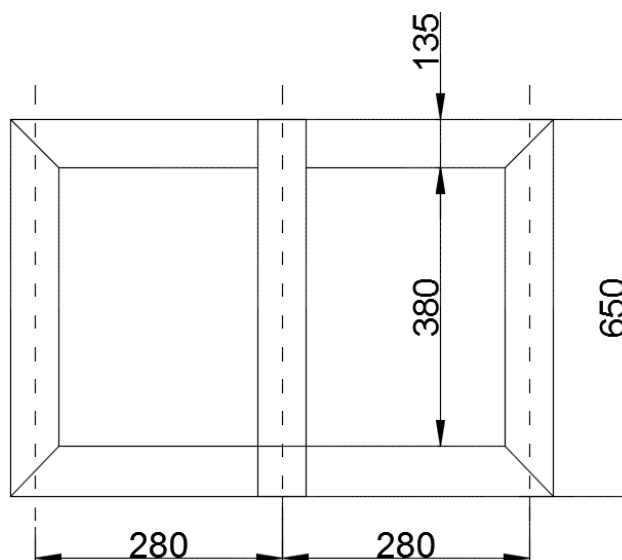


Рисунок 2.11 – Основные размеры магнитной системы

Общая толщина пакетов стержня (ширина ярма): $b = 0,135$ м.

Площадь ступенчатой фигуры сечения стержня и ярма по таблице 8.6:

$$P_{\text{фс}} = 141,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad P_{\text{фя}} = 144,0 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Объем угла магнитной системы по таблице 8.6:

$$V_y = 1620,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Активное сечение стержня:

$$П_c = 0,01373 \text{ м}^2,$$

где: $k_3 = 0,97$.

Активное сечение ярма:

$$П_я = 0,01397 \text{ м}^2.$$

Объем угла стали магнитной системы по таблице 8.7:

$$V_{ycm} = 0,00157 \text{ м}^2.$$

Длина стержня магнитной системы:

$$l_c = 0,381 \text{ м}.$$

Расстояние между осями соседних стержней

$$C = 0,28 \text{ м}.$$

Масса стали в стержнях и ярмах магнитной системы

$\gamma_{cm} = 7650 \text{ кг/м}^3$ – плотность трансформаторной стали,

$$G_y = 12 \text{ кг}.$$

Масса стали ярм:

$c = 3$ - число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора

$$G'_{я} = 119,5 \text{ кг},$$

$$G''_{я} = 24 \text{ кг},$$

$$G_{я} = 143,6 \text{ кг}.$$

Масса стали стержней:

$$a_{1я} = 0,135$$

$$G'_c = 6,5 \text{ кг},$$

$$G_c = 126,7 \text{ кг}.$$

Полная масса стали плоской магнитной системы:

$$G_{cm} = 270,2 \text{ кг}.$$

Расчет потерь холостого хода (const)

Действительная индукция в стержне:

$$B_c = 1,55 \text{ Тл.}$$

Действительная индукция в ярме:

$$B_{я} = 1,52 \text{ Тл.}$$

Индукция на косом стыке:

$$B_{\text{кос}} = 1,094 \text{ Тл.}$$

Площади сечения немагнитных зазоров на прямом стыке среднего стержня равны соответственно активным сечениям стержня и ярма.

Площадь сечения стержня на косом стыке:

$$П_{\text{кос}} = 0,0194 \text{ м}^2.$$

Удельные потери для стали стержней, ярм и стыков находим по таблице 8.10 для стали марки 3405 толщиной 0,30 мм, при шихтовке в одну пластины:

при $B_c=1,55$ Тл, $p_c=1,093$ Вт/кг, $p_{cз}=622,5$ Вт/м²;

при $B_{я}=1,52$ Тл, $p_{я}=1,038$ Вт/кг, $p_{яз}=600$ Вт/м²;

при $B_з=1,09$ Тл, $p_{\text{кос}}=320$ Вт/м².

Плоская магнитная система с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне, с многоступенчатым ярмом, без отверстий для шпилек, без отжига пластин после резки стали и удаления заусенцев, для определения потерь холостого хода воспользуемся следующим выражением (8.32).

На основании §8.2 и таблице 8.12, 8.13 принимаем:

$$k_{np} = 1,05 ; k_{nz} = 1,02 ; k_{ня} = 1 ; k_{nn} = 1,02 ; k_{ни} = 1,01 ; k_{ny} = 10,64 .$$

Потери холостого хода:

$$\begin{aligned} P'_x &= \left[k_{np} * k_{nz} \left(p_c * G_c + p_{я} * G'_{я} - 6 * p_{я} * G_y + \frac{p_c + p_{я}}{2} * k_{ny} * G_y \right) \right] * (k_{ня} * k_{ни} * k_{ни}) = \\ &= \left[1,05 * 1,02 \left(1,093 * 126,634 + 1,038 * 119,524 - 6 * 1,038 * 12,021 + \frac{1,093 + 1,038}{2} * 10,64 * 12,021 \right) * \right. \\ &\quad \left. * 1 * 1,02 * 1,01 \right] = 357 \text{ Вт,} \end{aligned} \quad (1.57)$$

$$\text{что составляет } \frac{P_x'}{P_0 * 10^3} * 100 = \frac{357 * 100}{365 * 10^3} = 97,9 \, \%. .$$

Расчетное значение потерь холостого хода меньше заданного. Расчет выполнен, верно.

Определение тока холостого хода

По таблице 8.17 определяем намагничивающие мощности для стали стержней, ярм и стыков для стали марки 3405 толщиной 0,30 мм:

$$\text{при } B_c = 1,55 \text{ Тл, } q_c = 1,416 \text{ ВА/кг, } q_{c3} = 15240 \text{ ВА/м}^2;$$

$$\text{при } B_y = 1,52 \text{ Тл, } q_y = 1,321 \text{ ВА/кг, } q_{y3} = 15720 \text{ ВА/м}^2;$$

$$\text{при } B_3 = 1,09 \text{ Тл, } q_{кoc} = 2300 \text{ ВА/м}^2.$$

Для принятой конструкции магнитной системы и технологии ее изготовления принимаем коэффициенты по таблице 8.12, 8.20 и 8.21:

$$k_{mp} = 1,49; \quad k_{m3} = 1,01; \quad k_{мл} = 1,25; \quad k_{мя} = 1,0; \quad k_{mn} = 1,045; \quad k_{ми} = 1,01;$$

$$k_{my} = 42,45.$$

Полная намагничивающая мощность холостого хода:

$$\begin{aligned} Q_x &= \left[k_{TP} * k_{T3} \left(q_c * G_c + q_y * G'_y - 6 * q_y * G_y + \frac{q_c + q_y}{2} * k_{TY} * k_{T,пл} * G_y \right) \right] * (k_{TЯ} * k_{TII} * k_{TIII}) = \\ &= \left[1,49 * 1,01 \left(1,416 * 126,634 + 1,321 * 119,524 - 6 * 1,321 * 119,524 + \frac{1,416 + 1,321}{2} * 42,45 * 1,25 * 12,021 \right) \right] * \\ &\quad * 1,00 * 1,045 * 1,01 = 1771 \text{ Вт.} \end{aligned} \quad (1.58)$$

Ток холостого хода:

$$i_0 = \frac{Q_x}{10 * S} = \frac{1771}{10 * 95} = 1,864 \, \%, \quad (1.59)$$

$$\text{или } \frac{i'_x}{i_0} * 100 = \frac{1,864 * 100}{2,6} = 71,7 \, \%. .$$

Расчетное значение тока холостого хода меньше заданного. Расчет выполнен, верно.

2.4.6. Оценка эксплуатационных свойств трансформатора [3]

Внешние характеристики

Зависимости $U_{HH} = f(k_{нз})$, рассчитываем при питании обмотки ВН понижающего трансформатора номинальным напряжением номинальной частоты при изменении величины симметричной нагрузки и заданном значении, при активно-индуктивной нагрузке $\cos \varphi_2 = 0,7$, при активно-емкостной $\cos(-\varphi_2) = 0,8$.

При коэффициенте нагрузки трансформатора $k_{нз} = 1,0$ (работа при номинальной нагрузке):

– для активно-индуктивной нагрузки изменение напряжения трансформатора

$$\Delta U \approx k_{нз}(u_a \cos \phi_2 + u_p \sin \phi_2) = 1,0 \cdot (2,088 \cdot 0,7 + 4,548 \cdot 0,714) = 4,709\%, \quad (1.60)$$

где u_a, u_p – расчетные значения активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания %;

$$\text{при } \cos \varphi_2 = 0,7 \quad \sin \varphi_2 = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2} = \sqrt{1 - 0,7^2} = 0,714 \text{ о.е.}$$

Фазное (линейное) напряжение обмотки НН

$$U_{HH} = 100 - \Delta U = 100 - 4,709 = 95,291\%. \quad (1.62)$$

– для активно-емкостной нагрузки изменение напряжения трансформатора

$$\Delta U \approx k_{нз}(u_a \cos(-\phi_2) + u_p \sin(-\phi_2)) = 1,0 \cdot (2,088 \cdot 0,8 - 4,548 \cdot 0,6) = 1,058\%, \quad (1.63)$$

где при $\cos(-\varphi_2) = 0,8$

$$\sin(-\varphi_2) = -\sqrt{1 - \cos^2(-\varphi_2)} = -\sqrt{1 - 0,8^2} = -0,6, \text{ о.е.}$$

Фазное (линейное) напряжение обмотки НН

$$U_{HH} = 100 - \Delta U = 100 + 1,058 = 101,058\%. \quad (1.64)$$

Результаты расчета внешних характеристик при изменении коэффициента нагрузки в диапазоне значений $k_{н2} = 0 \div 1,25$ для обоих характеров нагрузки приведены в табл. 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов внешних характеристик трансформатора

Коэффициент нагрузки $k_{н2}$, о.е.		0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25
Активно-индуктивная $\cos \varphi_2 = 0,7$	$\Delta U, \%$	0	1.177	2.354	3.532	4.709	5.886
	$U_{HH}, \%$	100	98.823	97.646	96.468	95.291	94.114
Активно-емкостная $\cos(-\varphi_2) = 0,8$	$\Delta U, \%$	0	0.2646	0.5292	0.7938	1.0584	1.323
	$U_{HH}, \%$	100	100.265	100.5292	100.794	101.0584	101.323

По результатам расчетов построим внешние характеристики трансформатора в одних осях координат (рисунок 2.12).

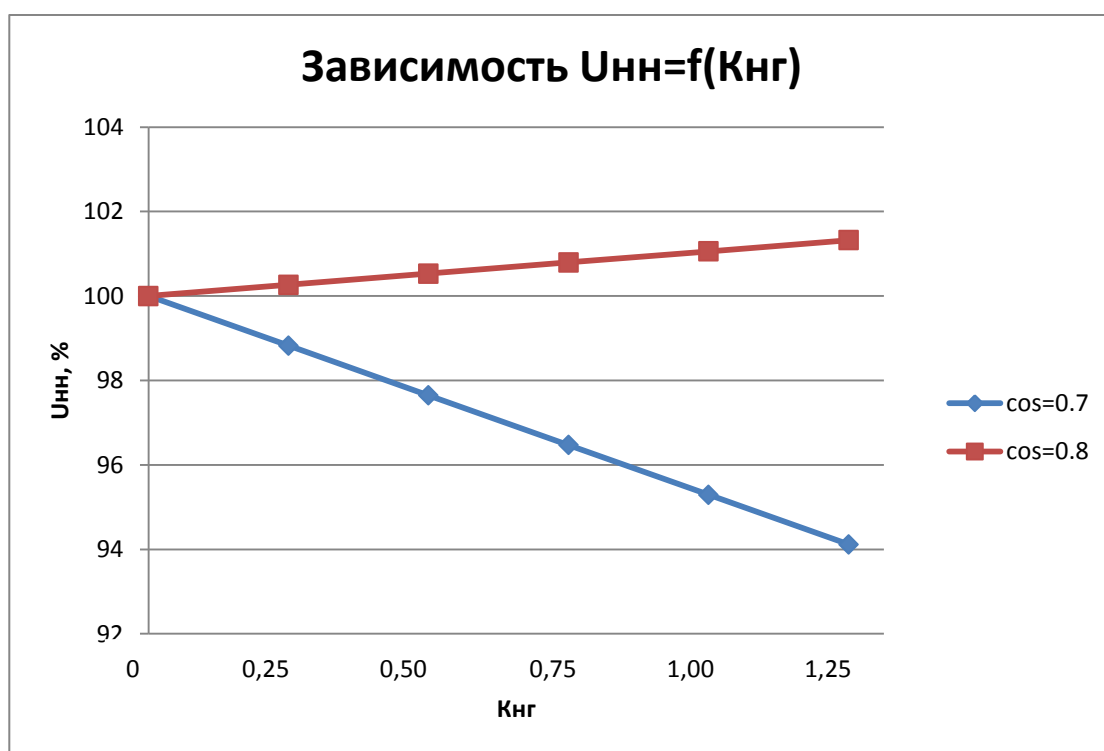


Рисунок 2.12 – Внешние характеристики трансформатора

Изменение вторичного напряжения ΔU зависит от величины нагрузки и от характера этой нагрузки. Отрицательные значения ΔU при работе трансформатора с емкостной нагрузкой соответствуют повышению напряжения

с увеличением коэффициента нагрузки. Наибольшее изменение вторичного напряжения $\Delta U = 4,709\%$ соответствует активно-индуктивной нагрузке при $\cos \varphi_2 = 0,7$ и коэффициенту нагрузки $k_{нз} = 1,0$, т.к. длительная перегрузка трансформатора недопустима.

Зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$

Зависимости отклонения напряжения на клеммах вторичной обмотки от характера симметричной нагрузки $\Delta U = f(\varphi_2)$ рассчитываем при питании трансформатора со стороны обмотки ВН номинальным напряжением номинальной частоты. Трансформатор работает при симметричной нагрузке неизменной величины. Расчет ведем для двух заданных значений коэффициента нагрузки $k_{нз} = 0,5; 1,0$.

При коэффициенте нагрузки трансформатора $k_{нз} = 0,5$:

– при угле $\varphi_2 = -30^\circ < 0$ $\cos \varphi_2 = 0,866$, $\sin \varphi_2 = -0,5$

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos(-\varphi_2) + u_p \sin(-\varphi_2)) = 0,5 \cdot (2,088 \cdot 0,866 - 4,548 \cdot 0,5) = -0,2329, \% \quad (1.65)$$

– при угле $\varphi_2 = 30^\circ > 0$ $\cos \varphi_2 = 0,866$, $\sin \varphi_2 = 0,5$

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos(-\varphi_2) + u_p \sin(-\varphi_2)) = 0,5 \cdot (2,088 \cdot 0,866 + 4,548 \cdot 0,5) = 2,041, \% \quad (1.66)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов зависимостей $\Delta U = f(\varphi_2)$

$\Delta U = f(\varphi_2)$							
φ_2 , град	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
$k_{нз} = 0,5$	-2.274	-1.92733	-1.44728	-0.86961	-0.2329	0.421812	1.044
$k_{нз} = 1,0$	-4.548	-3.85466	-2.89457	-1.73922	-0.46579	0.843624	2.088

Окончание таблицы 10.

$\Delta U = f(\varphi_2)$						
φ_2 , град	90	75	60	45	30	15
$k_{нз} = 0,5$	2.274	2.466036	2.491284	2.345826	2.041104	1.595196
$k_{нз} = 1,0$	4.548	4.932072	4.982568	4.691652	4.082208	3.190392

По результатам расчетов построим зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$ в одних осях координат (рисунок 2.13).

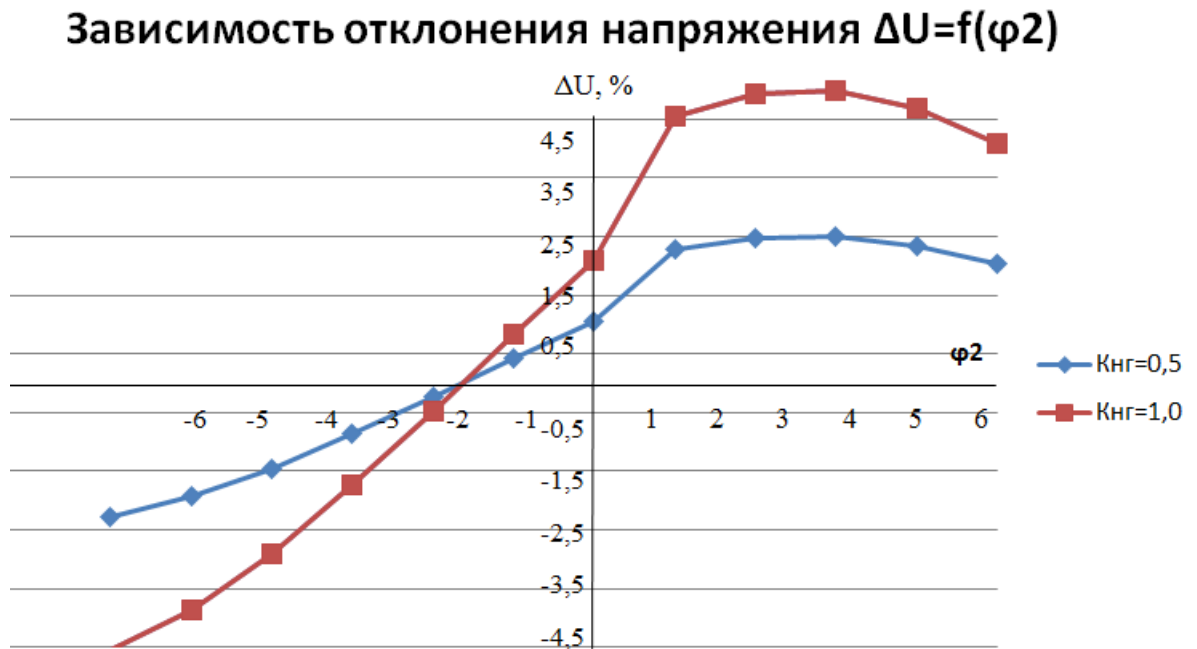


Рисунок 2.13 – Зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$

При $\varphi_2 > 0$ зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$ соответствуют смешанной активно-индуктивной нагрузке, а при $\varphi_2 < 0$ – активно-емкостной. При активно-индуктивной нагрузке вторичное напряжение трансформатора падает, а в случае активно-емкостной нагрузки при $\varphi_2 < 0$ оно повышается.

Зависимости $\eta = f(k_{нг})$

Зависимости коэффициента полезного действия от величины симметричной нагрузки рассчитываем при питании трансформатора со стороны обмотки ВН номинальным напряжением номинальной частоты, при заданном коэффициенте мощности ($\cos \varphi_2 = 0,7 = const$) активно-индуктивного и активно-емкостного характера нагрузки.

Согласно заданному варианту при активно-индуктивной нагрузке $\cos \varphi_2 = 0,7$ и при активно-емкостной нагрузке $\cos(-\varphi_2) = 0,8$.

Трансформатор работает с максимальным коэффициентом полезного действия при коэффициенте нагрузки

$$k_{нз(\eta_{\max})} = \sqrt{\frac{P_0}{P_K}} = \sqrt{\frac{0,362}{1,983}} = 0,427, \text{ о.е.} \quad (1.67)$$

Коэффициент полезного действия определяем по формуле

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + k_{нз}^2 P_K}{k_{нз} S_H \cos \varphi_2 + P_0 + k_{нз}^2 P_K} \quad (1.68)$$

где P_0 – расчетное значение потерь холостого хода, кВт; P_K – расчетное значение потерь короткого замыкания, кВт.

Рассчитаем максимальное значение коэффициента полезного действия при $k_{нз} = 0,427$

– при активно-индуктивной нагрузке ($\cos \varphi_2 = 0,7$)

$$\eta = 1 - \frac{0,362 + 0,427^2 \cdot 1,983}{0,427 \cdot 95 \cdot 0,7 + 0,362 + 0,427^2 \cdot 1,983} = 0,9752, \text{ о.е.};$$

– при активно-емкостной нагрузке ($\cos(-\varphi_2) = 0,8$)

$$\eta = 1 - \frac{0,362 + 0,427^2 \cdot 1,983}{0,427 \cdot 95 \cdot 0,8 + 0,362 + 0,427^2 \cdot 1,983} = 0,9782, \text{ о.е.}$$

Результаты расчетов приведены в табл. 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов зависимостей $\eta = f(k_{нз})$

Коэффициент нагрузки	$k_{нз}$	0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	$k_{нз}(\eta_{\max})$
Активно-индуктивная нагрузка $\cos \varphi_2 = 0,7$	P_0 , кВт	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362
	$k_{нз}^2 \cdot P_K$	0	0.124	0.496	1.115	1.983	3.098	0.362
	$k_{нз} S_H \cos \varphi_2$	0	16.625	33.25	49.875	66.5	83.125	28.396
	η , о.е.	0	0.9716	0.9749	0.9712	0.9659	0.9600	0.9752
Активно-емкостная нагрузка $\cos(-\varphi_2) = 0,8$	P_0 , кВт	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362
	$k_{нз}^2 \cdot P_K$	0	0.124	0.496	1.115	1.983	3.098	0.362
	$k_{нз} S_H \cos \varphi_2$	0	19	38	57	76	95	32.452
	η , о.е.	0	0.9751	0.9779	0.9747	0.9701	0.9649	0.9782

По результатам расчетов построим зависимости $\eta = f(k_{н2})$ в одних осях координат (рисунки 2.14).

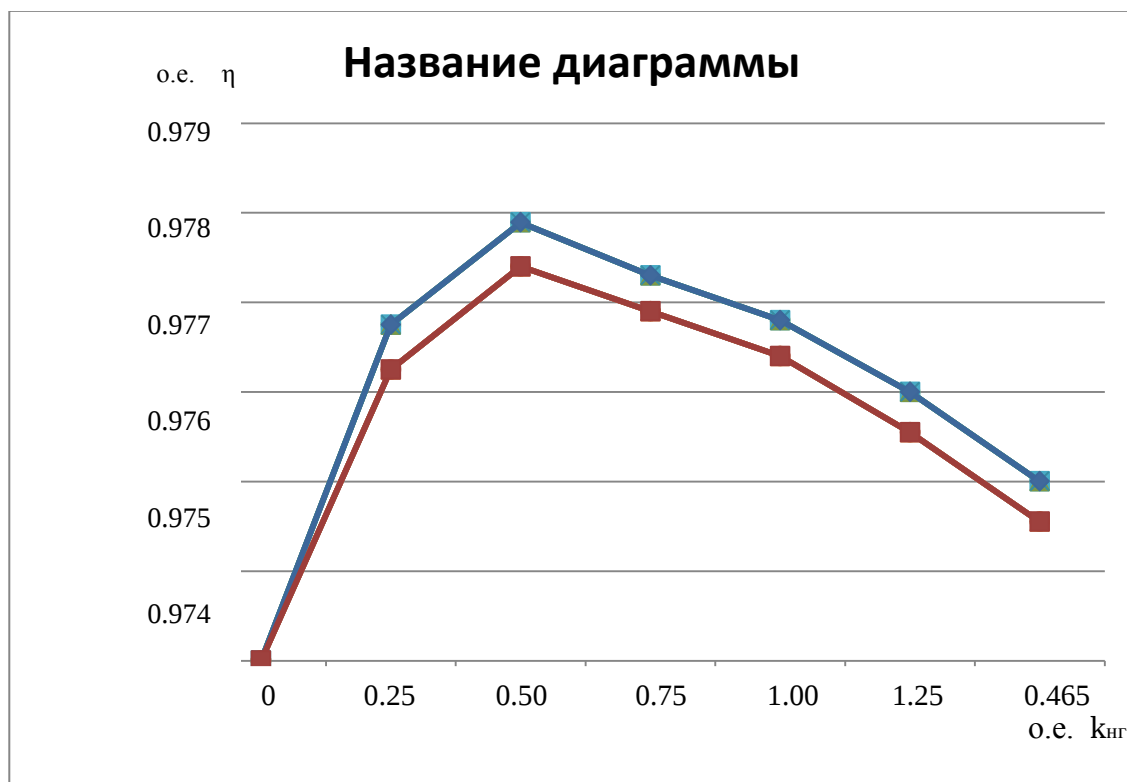


Рисунок 2.14 – Зависимости $\eta = f(k_{н2})$

Коэффициент полезного действия трансформатора зависит от величины и от характера нагрузки. Чем больше активная составляющая нагрузки, тем больше коэффициент полезного действия. Максимальное значение коэффициента полезного действия соответствует коэффициенту нагрузки $k_{н2} = 0,427$.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5ГМ4Г	Елшибек Ануару Алтынбекулы

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электротехнические комплексы и материалы
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определить стоимость материально-технических и трудовых ресурсов (оплата труда участников НИ).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Рассчитать социальные отчисления (30% от суммы заработной и дополнительной платы).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка инновационного потенциала НТИ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Проект выполняется в рамках магистерской диссертации, устав не требуется.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Структура и график проведения научного исследования, смета затрат

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ4Г	Елшибек Ануар Алтынбекулы		

ГЛАВА 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является экономическое обоснование технического решения научно-исследовательской работы (НИР), которое состоит в соотношении затрат на осуществление технического решения и получаемого эффекта. В экономической части разрабатывают основные вопросы организации производства, его важнейшие технико-экономические показатели, выполняют расчеты по определению себестоимости продукции, экономической эффективности производства.

В данной работе рассматривается сравнительный анализ силового трансформатора с обмотками из меди и алюминия. Используются аналитические, численные и аналоговые методы математической физики, методы вычислительной математики с применением современных вычислительных программ (MathCad, Microsoft Office). Результаты НИР представлены в виде статей и диссертационной работы с применением пакета программ Microsoft Office.

Для достижения поставленной цели сформулировали задачи:

1. Определение этапов работы;
2. Определение продолжительности этапов работы;
3. Расчет затрат необходимых для НИР;
4. Расчет рентабельности проекта;
5. Оценка научно-технической результативности НИР;
6. Анализ итогов расчета.

3.1. Выбор материала обмотки

На рынке трансформаторного оборудования среди закупщиков и менеджеров всегда стояли вопросы: где купить дешевле, у кого доставка быстрее, у кого есть складские запасы на ходовые позиции, есть ли в наличии сервисное обслуживание в регионе эксплуатации и гарантия превышающая стандартные сроки – 3 года. Вопрос покупки трансформатора на меди или алюминии стоял только в случае, если заказчик указывал конкретный металл обмотки низкого напряжения.

Сегодня мы обсудим тему, которая накладывает отпечаток на первый пункт: стоимость. Если взглянуть на рынок, то мы увидим, множество предложений о поставках распределительных и силовых трансформаторов с материалами обмоток низкого напряжения на алюминии и меди. И как правило цены на трансформаторы с использованием медных обмоток значительно выше, чем их аналоги на алюминии. Все очень просто, исторически так сложилось, что стоимость медного проводника всегда ценилась выше, чем алюминия, который открыли только в 1825 году Хансом Кристианом Эрстед. В интернете вы не найдете прайс-листов на медные трансформаторы, так как цена на медь на рынке сильно колеблется и всегда в сторону увеличения, что делает прайс быстро устаревающим. По сравнению с медью, цена на алюминий дешевле и скорость роста кривой цены на лондонской бирже металлов значительно ниже.

Дороже не значит не покупать. Каждая закупка трансформатора должна быть целенаправленной и полностью удовлетворять требованиям по эксплуатации на объектах применения.

Алюминий обладает высокой электротеплопроводностью ($37 \cdot 10^6$ См/м) и теплопроводностью (203,5 Вт/(мК)), 65 % от электропроводности меди. Алюминий легче меди. Алюминий образует сплавы почти со всеми металлами, в том числе и медью. В тоже время данный металл обладает высокой стойкостью к коррозии, что можно рассматривать, как плюс, чем минус,

несмотря на образование оксидной пленки, которая затрудняет спаивание с другими металлами. Многие компании используют технологию холодной сварки, позволяющая получать соединение встык и внахлест без промежуточных интерметаллических слоев, окисных пленок, что позволяет устранить сложности при спайки шин, идущих к трансформатору.

Медь же обладает высокой тепло- и электропроводностью (занимает второе место по электропроводности среди металлов после серебра). Удельная электропроводность при 20 °C: 55,5-58 МСм/м.

Таблица 12 – Сильные и слабые стороны меди и алюминия

Трансформатор с алюминиевой обмоткой	
Сильные стороны	Слабые стороны
1. Богатая минерально-сырьевая база; 2. Основной причиной выбора алюминиевых обмоток является их низкая начальная стоимость. 3. Удельное сопротивление алюминия примерно на 70% больше удельного сопротивления меди; 4. Изготовлении обмоток из алюминиевых проводов поперечное сечение проводов увеличивают по сравнению с сечением медных проводов. Поэтому поверхности охлаждения обмоток из алюминиевых проводов больше, чем из медных, и, следовательно, условия охлаждения трансформатора с алюминиевыми обмотками лучше; 5. Удельный вес алюминия примерно в три раза меньше удельного веса меди, поэтому, несмотря на увеличение поперечного сечения алюминиевых проводов, обмотки из них будут легче, чем из медных;	1. Многие знают, что алюминий имеет степень расширения на 1/3 больше, чем у меди, что увеличивает нагрузку на болтовые соединения, так как они имеют фиксированное положение. Что ослабляет соединение. Для устранения данного недостатка можно использовать эффект подпружинивания используя чашевидные или прижимные шайбы, что обеспечивает эластичное сочленение в конструкции обмотки; 2. Алюминий имеет меньшую теплопроводность, чем медь, при одинаковых размерах, дизайне и геометрии, что влияет на снижение пиковых температур (hotspot) обмотки трансформатора. 3. Размеры трансформатора на алюминии будет больше, так как потребуется алюминиевый проводник с площадью большего сечения.

Продолжение таблицы 12.

5. Алюминий мягок и легко поддается любой деформации, что позволяет легко изгибать алюминиевый провод; 6. Паять алюминиевые провода менее удобно, чем медные, однако холодная сварка алюминия дешевле пайки медных проводов с припоем;	
Трансформатор с медной обмоткой	
Сильные стороны	Слабые стороны
1. Медная обмотка дает возможность выдержать тяжелейшую нагрузку и быть устойчивой к коротким замыканиям; 2. Медные обмотки имеют меньшую степень расширения на 1/3 меньше, чем у алюминия, что уменьшает нагрузку на болтовые соединения, так как они имеют фиксированное положение; 3. Медь обладает высокой теплопроводностью, 4. Меньшими потерями ХХ, КЗ; 5. При эксплуатации трансформаторы с медной и алюминиевой обмотками по-разному справляются с циклическими нагрузками. Так как, прочность меди на 60% выше чем у алюминия, то они идеально с ними справляются. 6. Намотанный медью трансформатор может быть меньшего размера чем намотанный алюминием.	1. Стоимость меди в 3,5 раза дороже, чем алюминий. 2. Долгое время медная окись формируется, отслаивая наружную медь и в итоге повреждая проводник; 3. Внутренние соединения обмоток из меди, в основном, паяные, в то время, как соединения алюминия свариваются с применением инертного газа. Из-за метода пайки тугоплавким припоем медное соединение является менее проводимым, чем алюминий. Сварка алюминия в инертном газе дает соединенный алюминий без потери его проводимости;

Основные беспокойства по поводу выбора материала обмотки отражают пять характерных различий между медью и алюминием:

Таблица 13 – Пять характерных различий между медью и алюминием

Параметр	Алюминий	Медь
Коэффициент расширения на °С x 10 ⁻⁶ при 20 °С	23	16,6
Теплопроводность БТЕ / фут / ч / БПФ 2 / ° F при 20 °С	126	222
Электропроводность % при 20 °С	61	101
Прочность на разрыв н/мм ² (мягкая)	28-42	40

Цена от завода-производителя на силовой трансформатор с обмотками из меди и алюминия ТМ-100/6.

Завод-производитель трансформаторов ТМ «Завод Универсальных Трансформаторов».

Масса трансформатора ТМ-100 кВА составляет 760 кг, масса масла 185 кг. Потери холостого хода трансформатора ТМ-100 кВА 360 Вт. Потери короткого замыкания 1970 Вт. Напряжение короткого замыкания 4.5 %. Ток холостого тока 2,6 %. Габаритные размеры ТМ 100: 1090x770x1560.

Цены на трансформатор с алюминиевой обмоткой: 84000 тыс.руб

Цены на трансформатор с медной обмоткой: 140000 тыс.руб

Выбирая между обмотками из алюминия и меди, производители склоняются к собственным предпочтениям. Большая стоимость меди зачастую требует оправданности приобретения, однако данные аргументы опровергаются. Согласно опыту работы в отрасли ни одна из наиболее распространенных причин выбора меди по сравнению с алюминием. Спрос на сухие трансформаторы с алюминиевыми низковольтными обмотками, по всей вероятности, возрастет в связи с их значимым преимуществом в цене перед

медью. Хорошая практика при выполнении электрических соединений преимущество для всех в отрасли, применяется алюминий или медь. Прежде, чем вложить средства в дополнительную стоимость медных трансформаторов, необходимо исследовать причины предпочтения меди в технических характеристиках.

При сравнении алюминиевых обмоток с медными видно, что размеры трансформатора на алюминии будет больше, так как потребуются алюминиевый проводник с площадью большего сечения. При этом стоимость такого трансформатора будет дешевле аналогичного трансформатора на меди с теми же показателями.

И все же выбор, какой трансформатора заказывать на меди или на алюминии нужно строго исходя потребностей и возможностей заказчика.

3.2. Организация и планирование работ

Планирование представляет собой процесс формирования целей, определения приоритетов, средств и методов их достижения. Оно часто рассматривается как завершающий этап прогнозирования, в процессе которого принимаются решения на основе выбора тех или иных альтернатив развития. С точки зрения математики, планирование – это функция, одним из аргументов которой является время.

В целях планирования необходимо составить перечень этапов работ, указать участников и продолжительность этих этапов. Результат планирования представляется в виде линейного или сетевого графика проекта.

Этапы проекта и их продолжительность представлена в табл. 14. Основными исполнителями проекта являются студент (С) и научный руководитель (НР).

Таблица 14 – Перечень работ и оценка времени их выполнения

№ п/ п	Этапы работы	Загрузка исполнителей, %		Продолжит ельность, дни
		С	НР	
1	Формулирование задания и темы работы	0	100	1
2	Аналитический обзор отечественной и зарубежной литературы по теме работы	100	0	35
3	Выбор направления исследований и обоснование актуальности работы	50	50	6
4	Формулировка физической и геометрической модели трансформатора с обмотками из меди и алюминия	90	10	5
5	Проектирование трансформатора с обмотками из меди	100	0	90
6	Проектирование трансформатора с обмотками из алюминия	90	10	95
7	Анализ результатов спроектированных трансформаторов	80	20	60
8	Оформление расчетно-пояснительной записки	90	10	10
9	Написание статей, составление докладов по материалам работы, участие в конференциях	60	40	65
10	Сравнительный анализ с результатами других авторов	100	0	5
11	Формулировка выводов по результатам численного исследования	70	30	5
12	Работа над разделами «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	100	0	14
13	Оформление заключительной части работы	100	0	7

Продолжение таблицы 14.

14	Перевод части диссертации на английский язык	100	0	7
15	Подготовка рукописи диссертации	90	10	15
	Итого:			430

Важным моментом какой-либо разработки является определение трудоемкости работ каждого из участников, т.к. зачастую трудовые затраты составляют основную часть стоимости научного исследования.

Трудоемкость является вероятностной характеристикой, которая оценивается экспертным путем в человеко-днях и зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Расчет продолжительности этапов работ осуществляется опытно-статистическим методом, который реализуется вероятностным способом.

Расчет ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ осуществляется по формуле:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (3.1)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях произведем по формуле:

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K_{д}, \quad (3.2)$$

где $T_{рд}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{вн}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{вн} = 1$);

K_d – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_d = 1, 2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях:

$$T_{kd} = T_{рд} \cdot T_k, \quad (3.3)$$

где T_k – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется:

$$T_k = T_{кал} / (T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}) = 365 / (365 - 52 - 12) = 1,213, \quad (3.4)$$

где $T_{кал}$ – календарные дни ($T_{кал} = 365$);

$T_{вд}$ – выходные дни ($T_{вд} = 52$);

$T_{пд}$ – праздничные дни ($T_{пд} = 12$).

Формулы (4.1.2) – (4.1.4) приведены из источника [48].

Таблица 15 – Трудозатраты на выполнение проекта [48]

№ п/п	Этапы работы	Исполните ли	Начало	Длительно сть рабочих дней	Заверше ние	Длительность работ $T_{рд}$, чел./дн.		Длительность работ $T_{кд}$, чел./дн.	
			дд.мм.гг	дней	дд.мм.гг	С	НР	С	НР
1	Получение задания и темы работы	НР	14.10.14	15	03.11.14	0	1,2	0	1,46
2	Аналитический обзор отечественной и зарубежной литературы по теме работы	С	04.11.14	10	17.11.14	34,8	0	42,21	0
3	Выбор направления исследований и обоснование актуальности работы	НР, С	18.11.14	10	01.12.14	2,88	2,88	3,49	3,49
4	Формулировка физической и геометрической модели трансформатора с обмотками из меди и алюминия	НР, С	02.12.14	4	05.12.14	4,1	0,456	4,98	0,55
5	Проектирование трансформатора с обмотками из меди	НР, С	06.12.14	70	15.03.15	186,84	20,76	226,6	25,2
6	Проектирование трансформатора с обмотками из алюминия	НР, С	16.03.15	80	10.11.15	51,84	12,96	62,88	15,7
7	Анализ результатов спроектированных трансформаторов	НР, С	11.11.15	25	20.12.15	10,74	0,984	10,74	1,19

Продолжение таблицы 15.

8	Оформление расчетно- пояснительной записки	С	21.12.15	20	15.01.16	9,84	0	11,94	0
9	Написание статей, составление докладов по материалам работы, участие в конференциях	НР, С	16.01.16	30	15.02.16	40,32	26,88	48,91	32,6
10	Сравнительный анализ с результатами других авторов	С	16.02.16	14	30.03.16	4,56	0	5,53	0
11	Формулировка выводов по результатам численного исследования	НР, С	31.03.16	10	11.04.16	3,19	1,368	3,87	1,66
12	Работа над разделами «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С	12.04.16	23	25.04.16	15,36	0	18,63	0
13	Оформление заключительной части работы	С	26.04.16	10	6.05.16	6,96	0	8,44	0
14	Перевод части диссертации на английский язык	С	7.05.16	10	17.05.16	6,96	0	8,44	0
15	Подготовка рукописи диссертации	НР, С	17.05.16	10	27.05.16	14,26	1,58	17,29	1,92
	Итого:					392,65	69,07	474	83,8

На основании таблицы 15, строим линейный график работ (рис. 3.1).

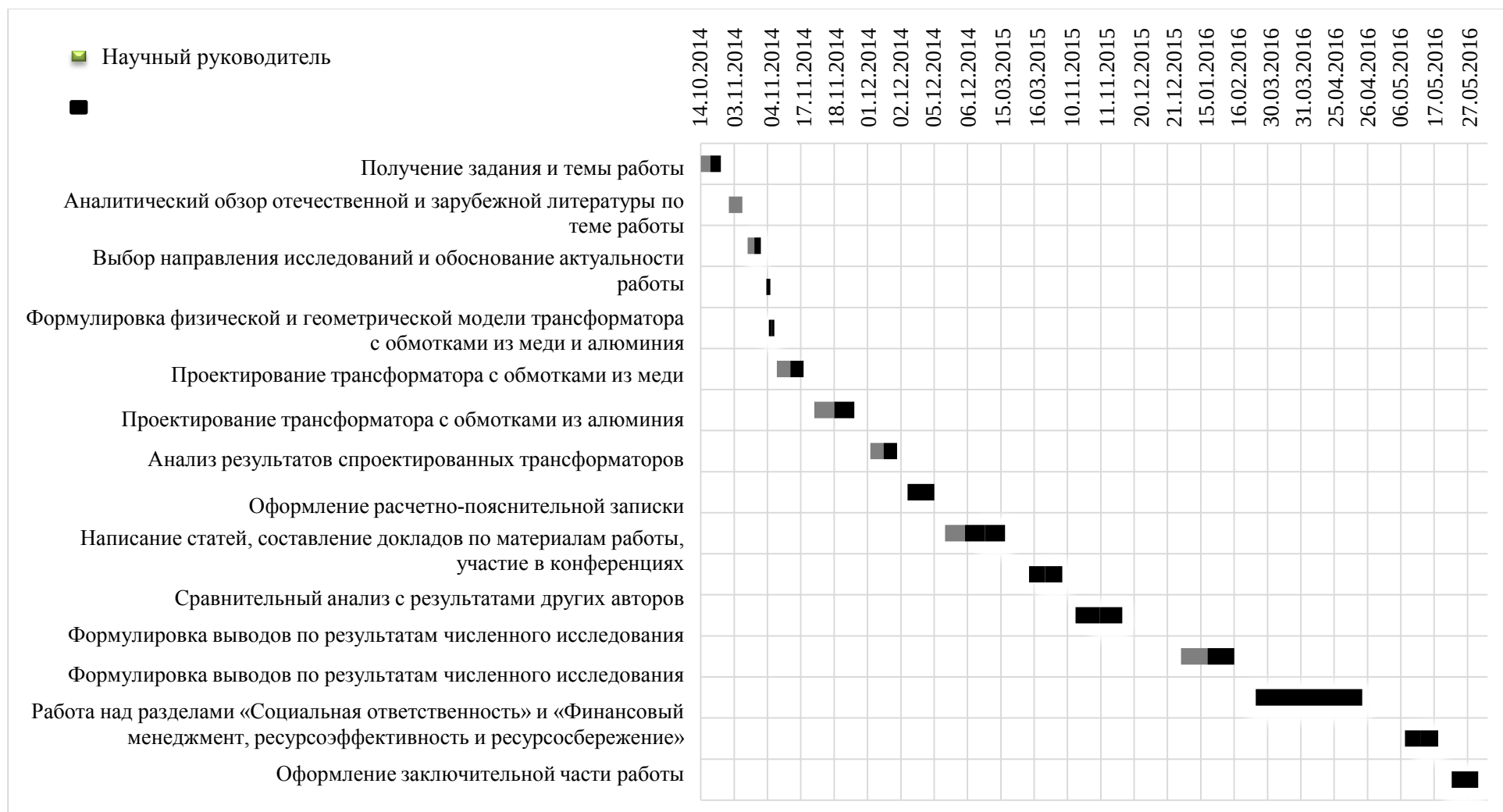


Рисунок 3.1 – Линейный график работ на основе рассчитанного для студента и научного руководителя времени $T_{\text{кд}}$

3.3. Расчет сметы затрат

Смета затрат представляет собой сводный план всех расходов, стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Затраты на реализацию проекта представляют собой сумму основных расходов и складываются из следующих элементов [49]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{мат}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{з.п}} + Z_{\text{с.о}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{эл}}, \quad (3.5)$$

где $Z_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$Z_{\text{з.п}}$ – заработная плата (основная и дополнительная);

$Z_{\text{ам}}$ – амортизационные расходы;

$Z_{\text{с.о}}$ – социальные отчисления;

$Z_{\text{эл}}$ – затраты на электроэнергию;

$Z_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

Материальные затраты представляют собой элемент себестоимости, в котором отражается стоимость покупных материалов, используемых в процессе работы для обеспечения нормального рабочего процесса. К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ. Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2016 год (табл. 16).

Материальные затраты на данный проект представлены в табл.16. Стоимость оборудования принималось согласно, канцелярские товары, офисная мебель, программное обеспечение.

Таблица 16 – Материальные затраты на проект

№ п/п	Наименование	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
Канцелярские товары				
1	Бумага для принтера А4	2	250	500

Продолжение таблицы 16.

2	Картридж для принтера	1	866	866
3	Ручка шариковая	2	59,8	119,6
4	Карандаш механический	1	49	49
5	Грифели для карандаша	1	38,9	38,9
6	Резинка стирательная	1	12	12
Офисная техника				
7	Ноутбук	1	25000	25000
8	Мышка	1	710	710
Офисная мебель				
9	Стол	1	3500	3500
10	Стул	1	1800	1800
Программное обеспечение				
11	MathCad 2010	1	56500	56500
12	Microsoft Office 2007	1	16700	16700
Итого:		105795,5		

Расходы на материалы составили $З_{\text{мат}} = 105795,5$ руб.

Следующей статьёй расходов НИР для оценки затрат является заработная плата исполнителей. Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и студента, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Среднедневная заработная плата рассчитывается:

$$З_{\text{дн}} = З_{\text{м}} / F_{\text{д}}, \quad (3.6)$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в табл. 17.

Таблица 17 – Затраты на основную заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	$k_{рк}$	Фонд з/платы, руб.
НР	23300	925,7	352	1,3	423600,3
С	1900	75,49	429	1,3	42100,8
Итого:			465701,1		

При расчете учитывалось, что в году 302 рабочих дня и, следовательно, в месяце 25,17 рабочих дня. Также был принят во внимание районный коэффициент $k_{рк}=1,3$.

Как видно из табл. 17 затраты на основную заработную плату составили $Z_{осн.} = 465701,07$ руб.

Дополнительная заработная плата как статья затрат включает сумму выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается в процентном соотношении от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнение проекта (10-15%):

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп} = 465701,1 \cdot 0,1 = 46570,1 \text{ руб.}, \quad (3.7)$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Фонд заработной платы составляет:

$$З_{з.п.} = З_{доп} + З_{осн} = 46570,1 + 465701,1 = 512271,2 \text{ руб.} \quad (3.8)$$

Отчисления на социальные нужды по действующему нормативу единого социального налога (ЕСН) и страхового тарифа предусматриваются от суммы основной и дополнительной заработной платы порядка 30 %:

$$З_{с.о} = k_{внеб} \cdot З_{з.п.} = 0,3 \cdot 512271,2 = 153681,4 \text{ руб.} \quad (3.9)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Статья расходов на электроэнергию включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей $\mathcal{E}_{об}$:

$$\mathcal{E}_{об} = P_{об} \cdot \Pi_{э} \cdot t_{об}, \quad (3.10)$$

где $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$\Pi_{э}$ – тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем $\Pi_{э} = 1,89$ руб./кВт·час;

$t_{об}$ – время работы оборудования, час.

Время работы оборудования вычисляется на основе данных табл.16 ($T_{рд}$) для студента из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов:

$$t_{об} = T_{рд} \cdot 8 = 393 \cdot 8 = 3144 \text{ ч} \quad (3.11)$$

Мощность, потребляемая оборудованием $P_{об}$ принимаем равную мощности ноутбука $P_{об} = 0,09$ кВт.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования:

$$\mathcal{E}_{об} = 0,09 \cdot 1,89 \cdot 3144 = 534,8 \text{ руб.} \quad (3.12)$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта $\mathcal{E}_{ос}$:

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{ос} \cdot \Pi_{э} \cdot t_{ос}, \quad (3.13)$$

где P_{oc} – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

t_{oc} – время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая освещением P_{oc} :

$$P_{oc} = P_{уст.ос} \cdot K_c = 0,48 \cdot 0,9 = 0,432 \text{ кВт}, \quad (3.14)$$

где $P_{уст.ос}$ – установленная мощность осветительных приборов, принимаем

$$P_{уст.ос} = 0,48 \text{ кВт}.$$

$K_c = 0,9$ – коэффициент спроса для внутреннего освещения, принимаем.

Время работы освещения t_{oc} :

$$t_{oc} = T_{рд} \cdot t_{сут} = 393 \cdot 5 = 1965 \quad (3.15)$$

где $t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, ч.

$$\mathcal{E}_{oc} = 0,432 \cdot 1,89 \cdot 1965 = 1604,4 \text{ руб.} \quad (3.16)$$

Общие затраты на электроэнергию:

$$\mathcal{Z}_{эл} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{oc} = 534,8 + 1604,4 = 2139,2 \text{ руб.} \quad (3.17)$$

Амортизационные отчисления определяются исходя из стоимости основных фондов (компьютерного оборудования), используемых при проведении научных исследований и годовой нормы амортизационных отчислений:

$$\mathcal{Z}_{ам} = \frac{H_a \cdot C_{об}}{F_d} \cdot t_{вт} = \frac{0,25 \cdot 25000}{2416} \cdot 3440 = 8899 \text{ руб.}, \quad (3.18)$$

где H_a – годовая норма амортизации, принимаем $H_a = 25\%$;

$C_{об}$ – цена оборудования, принимается по табл.3;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, $F_d = 2416$ ч.;

$t_{вт}$ – время работы вычислительной техники при создании программного продукта, по табл. 2 $t_{вт} = 430 \cdot 8 = 3440$ ч.

Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта и определяются о формуле:

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат.}} + C_{\text{осн.}} + C_{\text{соц.}} + \mathcal{E} + C_{\text{ам.}}) \cdot 0,16 = (105795,5 + 465701,07 + 153681,4 + 2139,2 + 8899) \cdot 0,16 = 117794,6 \text{ руб.} \quad (3.19)$$

Общая себестоимость НИР представлена в табл.17 путем сведения рассчитанных статей затрат в смету.

Таблица 18 – Смета затрат на НИР

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	2	3
Материальные затраты	$C_{\text{мат.}}$	105795,5
Фонд оплаты труда	$C_{\text{осн.}}$	465701,07
Отчисления из ФОТ	$C_{\text{соц.}}$	153681,4
Расходы на электроэнергию	$\mathcal{E}$	2139,2
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам.}}$	8899
Прочие расходы	$C_{\text{проч.}}$	117794,6
Итого:		854010,77

Таким образом основные затраты на реализацию проекта составили $Z_0 = 854010,77$ руб.

Для экономической оценки проекта необходимо провести расчет основных показателей работ. К основным показателям работ относятся: продолжительность и объем работ, численность персонала, производительность и средняя заработная плата на 1 работника, себестоимость, прибыль и рентабельность.

Сводный сметный расчет представляет собой сумму основных и накладных расходов, компенсационных затрат с учетом сметной прибыли.

Сметная стоимость (С) определяется по формуле[37]:

$$C = Z_0 + Z_n + П_c + K_z, \quad (3.20)$$

где Z_0 - сумма основных расходов, Z_n - накладные расходы, $П_c$ - сметная прибыль, K_z - компенсационные затраты, принимается равными нулю.

Накладные расходы принимаются в размере 20% от основных расходов:

$$Z_n = 0,2 \cdot Z_o = 0,2 \cdot 854010,77 = 170802,1 \text{ руб.} \quad (3.21)$$

Плановые накопления (Π_n) представляют собой сметную прибыль (Π_c) и определяются умножением утвержденного норматива прибыли в процентах к сумме основных и накладных расходов по формуле:

$$\Pi_n = (Z_n + Z_o) \cdot N_{\text{пн}} = (170802,1 + 854010,77) \cdot 0,14 = 143473,8 \text{ руб.}, \quad (3.22)$$

где $N_{\text{пн}}$ - норматив плановых накоплений, %.

Тогда сметная стоимость составит:

$$C = 854010,77 + 170802,1 + 143473,8 = 1168286,7 \text{ руб.} \quad (3.23)$$

Объем работ (Q) в денежном выражении представляет собой сметную стоимость работ (C). Производительность труда одного работника находится по формуле:

$$\Pi_r = \frac{Q}{\text{Ч}} = \frac{1168286,7}{2} = 584143,3 \text{ руб.} \quad (3.24)$$

Q - объем работ, руб.

Ч -численность работников, человек.

Рентабельность проекта определяется по формуле:

$$P = \frac{\Pi}{C_p} = \frac{143473,8}{1024812,9} = 0,14 \text{ руб.}, \quad (3.25)$$

Где Π – прибыль (прибыль от тематических работ, то же, что и плановые накопления);

C_p – себестоимость работ, которая находится по формуле:

$$C_p = 854010,77 + 170802,1 = 1024812,9 \quad (3.26)$$

Формулы (3.21) – (3.26) приведены из источника.

3.4. Оценка научно-технической результативности НИР

Одним из главных показателей качества результатов научной деятельности является показатель научно-технического уровня (НТУ), как обобщающая характеристика перспективности и прогрессивности научно-технических решений, заложенных в разработку, по сравнению с уже существующими и ранее созданными, которые относятся к одной научной отрасли.

В отечественной практике разработана методика количественно-качественной оценки НТУ результатов с целью повышения уровня объективности оценки НТУ, с использованием таблиц-матриц и шкал, построенных на основе содержательных нормативных критериев, отражающих степень воздействия определенных показателей на уровень научной значимости результата. Комплекс нормативных критериев-показателей включает: уровень новизны научного результата; степень и широту воздействия результатов НИР на науку; глубину проникновения в сущность объекта или явления (уровень научного познания рассматриваемого объекта - теоретический или эмпирический).

В результат научной деятельности определяется как степень достижения научного, научно-технического, экономического и социального эффектов, которые характеризуются следующим образом:

- *научный эффект*, как прирост информации, предназначенной для "внутри научного" потребления
- *научно-технический эффект*, как возможность использования результатов научных исследований в других НИОКР и получения информации, необходимой для создания новой продукции;
- *экономический эффект*, как величина прибыли за счёт использования результатов научной деятельности;
- *социальный эффект*, как степень влияния результатов научной деятельности на различные сферы деятельности современного общества.

Для фундаментальных НИР рассчитывается интегральный коэффициент научной результативности, а для поисковых работ — коэффициент научно-технической результативности. Оценка научно-технической результативности прикладных НИР производится на основе сопоставления технических параметров, достигнутых в результате выполнения НИР, с соответствующими базовыми значениями.

Таблица 19 – Характеристики факторов и признаков научной результативности НИР

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Новизна полученных результатов	0,5	Высокая	Некоторые общие закономерности, методы, способы, позволяющие создать принципиально новое программное обеспечение	0,7
Глубина научной проработки	0,5	Высокая	Высокая сложность расчетов, невозможность проведения эксперимента	0,6
Степень вероятности успеха	0,15	Большая		1

Таблица 20 – Характеристики факторов и признаков научно-технической результативности НИР

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Перспективность использования результатов	0,5	Важная	Результаты будут использованы при разработке новых трансформаторов и ремонте	0,8

Продолжение таблицы 20.

Масштаб реализации результатов	0,3	Отрасль	Время реализации: до 3 лет	0,7
Завершенность результатов	0,5	Высокая	Рекомендации, развернутый анализ, предложения	0,6

В этом случае коэффициент научно-технической результативности:

$$K_{\text{нр(нтр)}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{вл}i} \cdot K_{\text{п}i}, \quad (3.27)$$

где $K_{\text{вл}i}$ — коэффициент влияния i -го параметра на научно-техническую результативность;

$K_{\text{п}i}$ — коэффициент относительного повышения i -го параметра по сравнению с базовым значением.

Результаты расчета коэффициента научно-технической результативности представлены в виде табл. 20.

Таблица 21 – Оценка научно-технической результативности НИР

Параметр	$K_{\text{вл}i}$	$K_{\text{п}i}$	$K_{\text{вл}i} \cdot K_{\text{п}i}$
Коэффициент научной результативности			
Новизна полученных результатов	0,5	0,7	0,35
Глубина научной проработки	0,45	0,6	0,27
Степень вероятности успеха	0,85	1	0,85
Коэффициент научно-технической результативности			
Перспективность использования результатов	0,6	0,8	0,48
Масштаб реализации результатов	0,4	0,7	0,28
Завершенность результатов	0,5	0,6	0,30

Коэффициент научной результативности:

$$K_{\text{нр}} = 0,35 + 0,21 + 0,15 = 0,71. \quad (3.28)$$

Коэффициент научно-технической результативности:

$$K_{\text{нтр}} = 0,4 + 0,21 + 0,12 = 0,73. \quad (3.29)$$

В данной главе был произведен расчет продолжительности этапов работы, определена трудоемкость работ каждого из участников и построен линейный график работ. По данному графику можно судить о времени, затраченном на каждый из этапов проекта, вкладе каждого из участников и максимальном по длительности исполнении работ в рамках научно-исследовательского проекта. В целях экономической оценки проекта составлен сводный сметный расчет, который представляет собой сумму основных и накладных расходов с учетом сметной прибыли. Согласно, сметы затрат расходы на НИР составляют 854010,77 руб. Рентабельность проекта составила 60 %. Технико-экономическое обоснование НИР свидетельствует о том, что в случае внедрения программного комплекса происходит снижение времени и общей стоимости рационально спроектированного трансформатора с алюминиевыми обмотками ниже от стоимости эквивалентного трансформатора с медными обмотками. Эффект от экономии времени за счет оперативного получения объективной информации, приводит к определенной экономии на численности лиц, задействованных в монтажных работах при аварийных ситуациях, следственно должен привести к экономии затрат на оплату труда служащих.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5ГМ4Г	Елшибек Ануар Алтынбекулы

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭКМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Вредные факторы:

- шум;
- освещение
- электромагнитных поля
- условия микроклимата

Опасные факторы:

- механические;
- физические;
- пожарная опасность
- Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений (тепловых, электромагнитных и т.д.) для окружающей среды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

- Токсичными компонентами являются: оксид углерода CO, углеводороды CH, оксиды азота NOx, твердые частицы, сажа, альдегиды
- Основными составляющими, опасными для человека, в выхлопных газах являются: NOx, CO, CnHm

3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Источник: Шум и вибрация

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммуникация.

Средства защиты: Улучшение магнитных характеристик электротехнической стали и конструкции магнитной системы, снижения шума обмоток, снижения шума, создаваемого баком, снижение шума вентиляторов, вибро- и звукоизоляции активной части.

Источник: электромагнитное и ионизирующее излучения

Средства защиты: Увеличения расстояния

	между источником излучения и рабочим местом, установки отражающих или поглощающих экранов между источником и рабочим местом, размещение токоведущих элементов аппаратов и устройств в ферромагнитные оболочки кожухи
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Источники: Тепловые электростанции: летучая зола, частички несгоревшего пылевидного топлива, серный и сернистый ангидрид, оксид азота, газообразные продукты неполного сгорания. Атомные электростанции: потенциальная опасность выброса в атмосферу значительного количества радиоактивных продуктов, незначительные загрязнения воды и воздуха, высокоактивные жидкие и твердые отходы. Гидроэлектрические станции: затопление и подтопление земель, изменение климата в зоне влияния водохранилища. Защита: Снижение выброса NOx до 50% может быть получено за счет уменьшения опережения впрыска, хотя при этом несколько увеличиваются выбросы CO, CH и сажи, а также удельный расход топлива. Для уменьшения выделения оксидов азота возможно применение рециркуляции части отработавших газов на впуск дизеля. Для тепловозных дизелей, которые наибольшее количество оксидов азота выбрасывают на режимах 30-50% номинальной нагрузки, рециркуляцию целесообразно применять при нагрузке до 50% от номинальной. Добавление воды к топливовоздушному заряду приводит к снижению максимальной температуры сгорания, что обусловлено затратами на испарение воды и нагрев ее паров. Существует большое количество различных конструкций сажевых фильтров. Основные типы фильтров приведены ниже: -центробежные уловители; -механические фильтры; -электрические фильтры; -комбинированные фильтры; Для уменьшения выделения сажи в процессе сгорания к топливу добавляют антидымные присадки, которые представляют собой металлосодержащие органические соединения.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные причины и последствия техногенных ЧС: Радиационно-опасные объекты, Химически-опасные объекты, Пожаро- и взрывоопасные объекты, Газо- и нефтепроводы. Предупреждение чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения рисков их возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям: -мониторингу и прогнозированию чрезвычайных ситуаций;

	-рациональному размещению производительных сил по территории страны с учетом природной и техногенной безопасности; -предотвращению в возможных пределах некоторых неблагоприятных и опасных природных явлений и процессов путем систематического снижения их накапливающегося разрушительного потенциала; -предотвращению аварий и техногенных катастроф путем повышения технологической безопасности производственных процессов и эксплуатационной надежности оборудования; -разработке и осуществлению инженерно-технических мероприятий, направленных на предотвращение источников чрезвычайных ситуаций, смягчение их последствий, защиту населения и материальных средств; -декларированию промышленной безопасности; -лицензированию деятельности опасных производственных объектов; -страхованию ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта; -проведению государственной экспертизы в области предупреждения чрезвычайных ситуаций; -государственному надзору и контролю по вопросам природной и техногенной безопасности; -информированию населения о потенциальных природных и техногенных угрозах на территории проживания; -подготовке населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Техника безопасности; природоохранные требования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ4Г	Елшибек Ануар Алтынбекулы		

ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной квалификационной работы является исследование возможности модернизации силового трансформатора с обмотками из алюминия.

Объектом исследования является силовой трансформатор ТМ-100/6.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника.

4.1. Производственная безопасность

4.1.1. Анализ опасных и вредных факторов производственной среды

Все вредные и опасные производственные делятся на: физические, химические, биологически и психофизиологические по ГОСТу 12.0.003 – 74. Таблица 22 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Воздействия трансформатора на людей в промышленных предприятиях	– повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточность освещенности; – электромагнитное поле; – неблагоприятные условия микроклимата;	– поражение электрическим током; – падение с высоты;

Повышенный уровень шума

Находящееся в эксплуатации на промышленных предприятиях и в жилых районах трансформаторное оборудование производит шум, неблагоприятно воздействующий на здоровье обслуживающего персонала. Одновременно вибрация оборудования, являющаяся причиной его шума, влияет на его собственную механическую прочность, снижая срок службы и повышая возможность возникновения внутренних повреждений. Силовые трансформаторы являются одним из источников шума для производственных территорий и окружающего района.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах. Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц, определяемые по формуле [32, 28]:

$$L = 20 \lg P / P_0, \quad (4.1)$$

где: P - среднеквадратичная величина звукового давления, Па;

P_0 - исходное значение звукового давления в воздухе равное $2 \cdot 10^{-5}$ Па

[СН 2.2.4/2.1.8.562–96].

При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые:

– разработкой шумобезопасной техники;

- применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029-80;
- применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-87.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026.-2001. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-87. На предприятиях, в организациях и учреждениях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год [ГОСТ 12.1.003-83].

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления [47].

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно технологических факторов. Уровень звуковой мощности трансформатора прямо пропорционален длине стержня магнитной системы и зависит от свойств электротехнической стали, распределения поперечных магнитных потоков в углах и над средним стержнем магнитной системы, а также от высших гармоник магнитострикции и магнитного потока на отдельных участках магнитной системы, что определяет известную приближенность расчета. При прочих равных условиях увеличение длины стержня вдвое повышает уровень звука на 6 дБ. Резонанс магнитной системы может увеличить уровень звука трансформатора на 5 дБ.

Существует прямая зависимость уровней звуковой мощности трансформаторов от их электрической мощности. Эта зависимость может меняться с изменением конструкции и материалов, индукции или массы при сохранении на прежнем уровне прочих параметров. Для геометрически

подобных трансформаторов их уровень звуковой мощности пропорционален массе (M) или линейным размерам в третьей степени, а также пропорционален электрической мощности трансформатора в степени $3/4$ [48].

Влияние индукции: уровень звука трансформатора изменяется на 3 дБ при изменении индукции на 10 %. Это соотношение характерно для основной гармоника шума трансформатора. Высшие гармоники (3-я и 5-я) при снижении индукции уменьшаются быстрее: на 4-5 дБ при снижении индукции на 10 %, что связано с улучшением синусоидальности индукции в отдельных участках магнитной системы.

Бак обычно повышает уровень звука источника, т.е. активной части трансформатора, как за счет увеличения поверхности звукового излучения, так и за счет резонанса стенок бака. Это повышение характерно для низших гармоник звука. Более высокие гармоники источника, звукоизолированного баком, могут и снижаться.

Включение трансформатора в работу приводит к повышенному шуму вследствие остаточной намагниченности магнитопровода. Из-за перенасыщения магнитопровода уровень шума может превысить уровень при нормальной работе на 20 дБ. Снижение шума до установившегося состояния после включения может длиться до 6 часов [49].

Наиболее шумными являются симметричные пространственные магнитные системы 3-фазных трансформаторов, укомплектованные 3-образными навитыми магнитными элементами. Повышенная виброактивность такой системы обусловлена резкой несинусоидальностью индукции в отдельных элементах, низкой жесткостью конструкции и собственными частотами, находящимися в диапазоне 100-300 Гц.

Более всего распространены 3-фазные трансформаторы с шихтованной магнитной системой. Шум активной части таких трансформаторов без кожуха невелик. Однако он резко возрастает у полностью собранного трансформатора с кожухом, который увеличивает поверхность звукоизлучения трансформатора и к тому же не обладает достаточной жесткостью, будучи

изготовлен из тонколистовой стали.

Наибольший шум (иногда в области частот 1000 Гц) имеет место во внутренних углах окон магнитопровода. На этих участках имеет место повышенная индукция (до 2 Тл), вызывающая возрастание вибрации и, собственно, шума. Поскольку такие участки трансформаторов доступны, снижение шума осуществляется путем заливки внутренних углов окон магнитопровода эпоксидным компаундом.

Повышенный уровень вибрации

Во время работы оборудования в цеху образовывается вибрация и каждый работник в различной степени подвергается ей. При изучении вибраций, воздействующих на тело человека, принято выделять общую вибрацию (передается через опорные поверхности) и локальную (передается на руки при работе с ручными машинами). Общую вибрацию по источнику возникновения подразделяют на три категории: транспортную, транспортно-технологическую, технологическую.[28]

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образующемся за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Уровни вибрации и звука трансформатора зависят от характера распределения магнитных потоков по сечению сердечника. Индукция во внутренних углах шихтованных рамных магнитных систем может достигать

удвоенного значения от номинального, что является предпосылкой повышения вибраций и шума.

Таблица 23 – Допустимые величины вибрации в производственных помещениях предприятий [28].

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Скорость колебательных движений, см/с	Ускорение колебательных движений, см/с ²
0,6-0,4	До 3	1,12-0,76	22-14
0,4-0,15	3-5	0,76-0,46	14-15
0,15-0,05	5-8	0,46-0,25	15-13
0,05-0,03	8-15	0,25-0,28	13-27
0,03-0,009	15-30	0,28-0,17	27-32
0,009-0,007	30-50	0,17-0,22	32-70
0,007-0,005	50-75	0,22-0,23	70-112
0,005-0,003	75-100	0,23-0,19	112-120
* 1,5-2	45-55	1,5-2,5	25-40

* При таких параметрах вибрации даже сверхпрочные клепочные конструкции до полного своего разрушения выдерживают не более 30 минут

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма – в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Недостаточность освещенности

От степени освещенности напрямую зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние. Причем в помещениях различного назначения требования по освещенности должны различаться.

Таблица 24 – Нормы освещенности производственных помещений [29]

	Характеристика зрительной работы	Наименьший размер или объект различения	Разряд зрительной работы	Под-разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Освещенность, лк
Рабочее место в цеху	Средней точности	Свыше 0.5 до 1.0	<u>IV</u>	г	Средний, большой	Светлый, средний	200

Электромагнитное поле

Распределительные устройства сетей энергоснабжения, такие как силовые трансформаторы, кабели являются источниками электромагнитного поля промышленной частоты. Исследования биологического воздействия электрического поля обнаружили неблагоприятное влияние на нервную систему человека, что ведет к нарушениям эндокринного аппарата и обмена веществ в организме, нарушает физиологические функции: ритм сердечных сокращений, уровень кровяного давления. Допустимые значения напряженности электрического поля для рабочих мест указаны в [44]. Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля 50 Гц на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. Допустимые значения напряженности электрического поля для жилых домов и территории жилой застройки приведены в [45].

Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц в жилых помещениях (на расстоянии от 0,2 м от стен и окон и на высоте 0,5 - 1,8

м от пола) не должна превышать 0,5 кВ/м. Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц на территории жилой застройки не должна превышать 1 кВ/м на высоте 1,8 м от поверхности земли [45].

Электрическое поле, создаваемое трансформатором, оказывает неблагоприятное влияние на живые организмы. На изолированном от земли проводящем объемном тела на землю и на провода высоковольтных линий. Чем меньше емкость на землю (чем тоньше, например, подошва обуви), тем больше наведенный потенциал, который может составлять несколько киловольт и даже достигать 10 кВ. При приближении тела к заземленному пролету происходит искровой разряд, сопровождающийся звуковым эффектом (потрескивание) с протеканием импульса тока через тело. В этих условиях максимум импульса тока через человека может достигать 100-200 мА. Такие импульсы тока безопасны для здоровья человека, но могут привести к вторичным травмам вследствие испуга и непроизвольного движения. Напряженность на рабочем месте при работе с магнитными устройствами не должна превышать 8 кА/м.

Согласно [48] облучение электрическим полем регламентируется как по величине напряженности, так и по продолжительности воздействия.

Таблица 25 – Допустимые уровни напряженности электрического поля и продолжительности пребывания работающих без средств защиты.

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека в течении суток в электрическом поле, мин.
Менее 5	Без ограничений
5....10	Не более 180
10....15	Не более 90
15....20	Не более 10
20...25	Не более 5

Ослабление мощности электромагнитного поля на рабочем месте достигается путем увеличения расстояния между источником излучения и

рабочим местом, установки отражающих или поглощающих экранов между источником и рабочим местом, размещение токоведущих элементов аппаратов и устройств в ферромагнитные оболочки кожухи. Наиболее эффективна установка экранов, экранируют либо источник излучения, либо рабочее место.

Неблагоприятные условия микроклимата

Научно-исследовательская работа относится к работе средней тяжести (категория Па), микроклиматические условия на рабочих местах должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 26 [30].

Таблица 26 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более **
Холодный	Па (175 - 232)	17,0 - 18,9	21,1 - 23,0	16,0-24,0	15 - 75	0,1	0,3
Теплый	Па (175 - 232)	18,0 - 19,9	22,1 - 27,0	17,0-28,0	15 - 75	0,1	0,4

Неблагоприятные условия микроклимата приводят к нарушению теплового баланса. Понижение температуры окружающего воздуха приводит к увеличению теплоотдачи от организма за счет теплопроводности, конвекции и излучения. Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха также увеличивает теплоотдачу от организма и может привести к переохлаждению организма за счет возрастания отдачи теплоты конвекцией и при испарении пота. При переохлаждении организма уменьшается функциональная деятельность органов человека, скорость биохимических

процессов, снижается внимание, затормаживается умственная деятельность и, в конечном счете, снижается активность и работоспособность.

При повышении температуры, тепловыделения человека начинают превышать теплоотдачу, может возникать перегрев организма. Ухудшается самочувствие и падает работоспособность. Действие высокой температура воздуха на организм нередко вызывает серьезные и стойкие изменения в деятельности сердечно-сосудистой системы, наблюдаются изменения со стороны дыхания, снижается секреция желудочного и поджелудочного сока, желчи, угнетается моторика желудка, снижается сила условных рефлексов, ослабляется внимание, ухудшается координация движения, что может быть причиной роста травматизма, снижение работоспособности и производительности труда.

При обеспечении допустимых показателей микроклимата температура внутренних поверхностей конструкции, ограждающих рабочую зону (стен, потолка, пола) не должна превышать предел допустимых величин температуры воздуха.

В холодный период года следует применять средства защиты рабочего места от радиационного охлаждения от остекленных поверхностей оконных проемов, в теплый период от попадания прямых солнечных лучей. Производственное помещение располагается в цокольном этаже и не имеет оконных проемов.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей оборудования, осветительных приборов не должна превышать 70 Вт/м^2 при величине облучения поверхности от 25 % до 50 % на постоянных рабочих местах [31].

Температура в рабочей зоне поддерживается отоплением в холодный период и системой вентиляции в теплый период.

4.1.2. Анализ опасных факторов производственной среды

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Травма - это повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

Поражение электрическим током

Наличие напряжения является основным опасным фактором при эксплуатации силовых трансформаторов, так как существует опасность включения человека в электрическую цепь и поражения током.

Поражение человека электрическим током возможно в следующих случаях:

- прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям под напряжением без изоляции или с повреждённой изоляцией;
- прикосновение к корпусу силового трансформатора, который оказался под напряжением вследствие нарушения изоляции;
- попадание под шаговое напряжение при нахождении в зоне растекания тока замыкания на землю.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;

- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды [50].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах безопасности труда, а также в стандартах, технических условиях и технических регламентах на электротехнические изделия, электрифицированное оборудование и инструменты.

Предусматривается переработка требований электробезопасности при переоснащении производственных объектов, производстве и внедрении новой техники и технологий [ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 27 [38].

Таблица 27 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека

Род тока	U , В	I , мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4

Продолжение таблицы 27.

Постоянный	8,0	1,0
Примечания: 1 Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения. 2 Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.		

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление [50].

По поражению электрическим током цех относится к помещениям без повышенной опасности [ПУЭ (6-е изд.) раздел 1.1.13]. В таблице 28 приведены граничные значения напряжений, при превышении которых требуется выполнение защиты от косвенного прикосновения в зависимости от категории помещения [33].

Таблица 28 – Граничные значения напряжений

Категория помещения	ПУЭ (6-издание) п. 1.7.33	Проект новой редакции ПУЭ
Без повышенной опасности	≥ 380 В перем. тока ≥ 440 В пост. тока	> 50 В перем. тока > 120 В пост. тока
С повышенной опасностью, особо опасные и наружные электроустановки	> 42 В перем. тока > 110 В пост. тока	> 25 В перем. тока > 60 В пост. тока

Из таблицы следует, что в новой редакции ПУЭ предъявляют гораздо более высокие требования по обеспечению условий электробезопасности.

Падение с высоты

Падение работников с высоты является одним из наиболее распространённых видов несчастных случаев на производстве. По статистическим данным Роструда каждый пятый случай с тяжкими последствиями происходит из-за падений с высоты, и каждый второй из них заканчивается летальным исходом.

К работам на высоте относятся работы, при которых [38]:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

Работы на высоте являются опасным видом работ, с производством которых связано большое количество несчастных случаев. При производстве работ на высоте основными средствами, предохраняющим работника от падения, являются предохранительный (монтажный) пояс и страховочный канат. Опасным фактором работ на высоте является расположение рабочего места на высоте от земли, пола или другой поверхности и связанная с этим возможность падения работника с высоты или падения предметов на работника.

При работе на высоте основным средством, предохраняющим работника от падения являются предохранительный пояс и страховочный канат. Для защиты головы работника применяются каски. Все применяемые СИЗ должны иметь сертификаты качества, быть проверены [36].

4.2. Экологическая безопасность

Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений (тепловых, электромагнитных и т.д.) для окружающей среды.

Утилизация силовых трансформаторов – это сложный многоэтапный процесс. Подобные конструкции после истечения срока службы нельзя просто выбросить на свалку, так как они содержат вредные вещества. Диэлектрическая жидкость, которая содержится в трансформаторах и конденсаторах, состоит из полихлорированных дифенилов (ПХД) или бифенилов (ПХБ) – именно они могут нанести значительный вред. В качестве изолятора в трансформаторах применяется трансформаторное масло, которое оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Это минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил. Полихлорбифенил относится к ядовитым синтетическим органическим соединениям – это хлорированный углеводород.

При неправильной эксплуатации, а также в аварийных режимах при его контакте с высокими температурами, выделяется хлороорганическое соединение с низкой температурой кипения. Происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы. Полихлорбифенил может усваиваться организмом и взаимодействовать с некоторыми ферментами и другими системами. Организм может отказаться способным разлагать их или включить в метаболизм иным путем, т.е. они небиodeградирующие. В результате они нарушают его функционирование. При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание. При растекании трансформаторного масла и попадании его на

почвенный слой происходит его загрязнение щебнем, который связывает, впитывает и защищает почву от попадания масла

Среди различных физических факторов окружающей среды, которые могут оказывать неблагоприятное воздействие на человека и биологические объекты, большую опасность представляют электромагнитные поля неионизирующей природы, особенно относящиеся к радиочастотному излучению. Здесь не приемлем замкнутый цикл производства без выброса загрязняющего фактора в окружающую среду, поскольку используется уникальная способность радиоволн распространяться на далекие расстояния. Неизбежность воздействия электромагнитного излучения (ЭМИ) на население и окружающую живую природу стало данью современному техническому прогрессу и все более широкому применению телевидения и радиовещания, радиосвязи и радиолокации, использования СВЧ-излучающих приборов и технологий и т.п. [33].

При утилизации трансформатора необходимо:

- отработанное трансформаторное масло слить в технологические емкости и направить на регенерацию. Регенерацию масла производить в специализированных предприятиях, либо силами «Заказчика», при наличии технологического оборудования;
- металлические составные части трансформатора (медь и алюминий обмоток и отводов, сталь электротехническую и конструкционную) сдать на предприятия по переработке цветных и черных металлов;
- фарфоровые изоляторы, электрокартон, резиновые уплотнения, пластмассовые материалы, силикагель (для трансформаторов ТМ) отправить на полигон твердых бытовых отходов.

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Наиболее распространенными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера являются пожары и взрывы, которые происходят:

- на промышленных объектах;
- на объектах добычи, хранения и переработки легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществ;
- на транспорте;
- в шахтах, горных выработках, метрополитенах;
- в зданиях и сооружениях жилого, социально-бытового и культурного назначения.

Пожар – это вышедший из-под контроля процесс горения, уничтожающий материальные ценности и создающий угрозу жизни и здоровью людей. В России каждые 4-5 минут вспыхивает пожар и ежегодно погибает от пожаров около 12 тысяч человек.

Основными причинами пожара являются: неисправности в электрических сетях, нарушение технологического режима и мер пожарной безопасности (курение, разведение открытого огня, применение неисправного оборудования и т.п.).

Основными опасными факторами пожара являются тепловое излучение, высокая температура, отравляющее действие дыма (продуктов сгорания: окиси углерода и др.) и снижение видимости при задымлении. Критическими значениями параметров для человека, при длительном воздействии указанных значений опасных факторов пожара, являются:

- температура – 70° С;

- плотность теплового излучения – 1,26 кВт/м²;
- концентрация окиси углерода – 0,1% объема;
- видимость в зоне задымления – 6-12 м.

Взрыв – это горение, сопровождающееся освобождением большого количества энергии в ограниченном объеме за короткий промежуток времени. Взрыв приводит к образованию и распространению со сверхзвуковой скоростью взрывной ударной волны (с избыточным давлением более 5 кПа), оказывающей ударное механическое воздействие на окружающие предметы.

Основными поражающими факторами взрыва являются воздушная ударная волна и осколочные поля, образуемые летящими обломками различного рода объектов, технологического оборудования, взрывных устройств.

Пожар может произойти вследствие перегрева электродов или проблем с изоляцией. Взрыв может произойти вследствие разрушения емкости, содержащей взрывоопасные вещества. В цехе по производству кабельно-проводниковой продукции используется азотная станция. Имеется инструкция по технике безопасности для работников, использующих при работе со сжатыми и сжиженными газами.

4.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

В число предупредительных мероприятий могут быть включены мероприятия, направленные на устранение причин, которые могут вызвать пожар (взрыв), на ограничение (локализацию) распространения пожаров, создание условий для эвакуации людей и имущества при пожаре, своевременное обнаружение пожара и оповещение о нем, тушение пожара, поддержание сил ликвидации пожаров в постоянной готовности.

Соблюдение технологических режимов производства, содержание оборудования, особенно энергетических сетей, в исправном состоянии позволяет, в большинстве случаев, исключить причину возгорания.

Своевременное обнаружение пожара может достигаться оснащением производственных и бытовых помещений системами автоматической пожарной сигнализации или, в отдельных случаях, с помощью организационных мер.

На рабочем месте баллоны должны находиться в металлических шкафах или в специально оборудованных местах, обеспечивающих их защиту от воздействия солнечных лучей, осадков, нагревания, механического воздействия и падения. В свою очередь баллоны должны быть надежно укреплены с помощью хомутов, цепочки или троса. Расстояние от ближайшего радиатора или отопительного прибора до баллона должно быть не менее 1 м, от газовых горелок – не менее 1,5 м, от печей и других источников тепла с открытым пламенем – не менее 5 м. Работа с газами, находящимися в баллонах опасна и требует большой осторожности, внимания и соблюдения установленных правил и инструкций. Для предотвращения возникновения пожара применяются следующие шаги: проверка персонала на предмет знаний пожарной безопасности, выполнение работ в соответствии с правилами, плановый осмотр установок.

Помещение цеха имеет категорию Г (умеренная пожароопасность) [НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности]. Помещение цеха имеет «Знак зоны-1» и «Зона класса В-I» класса зоны по ПУЭ [32]

Если все же возникнет пожар, персонал будет действовать в следующем порядке:

- Сообщить о пожаре по телефону 01 в пожарную охрану;
- Отключить все электроустановки;
- Закрыть окна и двери, чтобы убрать сквозняк и доступ кислорода для горения;

– Организовать эвакуацию и параллельно приступить к ликвидации очага пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОУ-5-ВСЕ, пожарный рукав). При невозможности – покинуть опасную зону [36].

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний, установленных Министерством здравоохранения РФ.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;

- оформление наряда или распоряжения на производство работ;
- осуществление допуска к проведению работ;
- организация надзора за проведением работ;
- оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места;
- установление рациональных режимов труда и отдыха.

Конкретные перечни работ, которые должны выполняться по наряду или распоряжению, следует устанавливать в отраслевой нормативной документации.

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках следует выполнять:

- отключение установки (части установки) от источника питания;

- проверка отсутствия напряжения;

- механическое запираание приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;

- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);

- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ со снятием напряжения в действующих электроустановках или вблизи них:

- отключение установки (части установки) от источника питания электроэнергией;

- механическое запираание приводов отключенных коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие мероприятия, обеспечивающие невозможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;

- установка знаков безопасности и ограждение остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние;

- наложение заземлений (включение заземляющих ножей или наложение переносных заземлений);

- ограждение рабочего места и установка предписывающих знаков безопасности.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением:

выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [20].

4.5. Расчет шума трансформатора на окружающую среду

Для оценки шумового воздействия проектируемой трансформаторной подстанции (ТП), которую предполагается установить во дворе учебного корпуса технического университета, необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к учебным корпусам. ТП размещена в кирпичном здании, имеющем размеры 6 х 6 х 4 м.

Силовые трансформаторы с литой изоляцией предназначены для распределительных подстанций для внутренней установки и обладают высокой механической и термической прочностью. Материал обмоток – алюминий. Магнитопровод изготовлен из листов холоднокатаной электротехнической стали по технологии «Step-lap», позволяющей значительно снизить уровень шума.

Регламентируемой шумовой характеристикой для трансформаторов является скорректированный уровень звуковой мощности L_{pa} , дБА, который указывается в технических характеристиках трансформатора. Скорректированный уровень звуковой мощности для сухих трансформаторов представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Шумовые характеристики трансформаторов ТМ-100/6

Мощность (кВА)	Корректированный уровень звуковой мощности не более L_{pa} , дБА
100	59

Акустический расчет уровня звукового давления L , дБ, в помещении с несколькими источниками шума [21]:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{10^{0,1L_{wi}} \cdot \chi_i \Phi_i}{\Omega \cdot r_i^2} + \frac{4}{kB} \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{wi}} \right),$$

где L_w - октавный уровень звуковой мощности, дБ; χ - коэффициент, учитывающий влияние ближнего поля; Φ - фактор направленности источника шума; Ω - пространственный угол излучения источника, рад; r - расстояние от акустического центра источника шума до расчетной точки, м; k - коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении; B - акустическая постоянная помещения, м^2 .

Акустическая постоянная помещения:

$$B = \frac{A}{1 - \alpha_{\text{ср}}},$$

где $\alpha_{\text{ср}}$ - средний коэффициент звукопоглощения; A - эквивалентная площадь звукопоглощения, м^2 .

Эквивалентная площадь звукопоглощения:

$$A = \alpha_i \cdot S_i,$$

где α_i - коэффициент звукопоглощения i -й поверхности; S_i - площадь i -й поверхности, м^2 .

Для расчета приняты следующие значения в соответствии с [2]:

- коэффициент, учитывающий влияние ближнего поля: $\chi = 2$;
- фактор направленности источника шума: $\Phi = 1$ (для источников с равномерным излучением);
- пространственный угол излучения источника: $\Omega = 2\pi$ рад (для источника шума, находящегося на полу); Электротехника и электроэнергетика 241;
- расстояние от акустического центра источника шума до расчетной точки: $r = 1\text{ м}$;

- коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении: $k=1,25$;
- средний коэффициент звукопоглощения: $\alpha_{\text{ср}}=0,15$;
- площадь i -й поверхности: $S=64\text{ м}^2$;
- эквивалентная площадь звукопоглощения: $A=9,6\text{ м}^2$;
- акустическая постоянная помещения: $B=11,3\text{ м}^2$.

Результатом расчета является величина шума внутри здания ТП:

$$L = 75,3 \text{ дБА.}$$

Уровень звуковой мощности шума $L_w^{\text{пр}}$, дБ, прошедшей через ограждение на территорию:

$$L_w^{\text{пр}} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 L_{wi}} - 10 \lg B_{\text{ш}} - 10 \lg K + \lg S - R,$$

где L_{wi} - уровень звуковой мощности i -го источника, дБА; $B_{\text{ш}}$ - акустическая постоянная помещения с источником (источниками) шума, м^2 ; S - площадь ограждения, м^2 ; R - изоляция воздушного шума ограждением, дБА.

Для расчета приняты следующие значения: $L_{wi} = 80\text{ дБА}$, $B_{\text{ш}} = 11,3\text{ м}^2$, $S = 24\text{ м}^2$, $R = 47\text{ дБ}$ согласно уменьшение шума 15-сантиметровой оштукатуренной стены в полкирпича.

В результате расчета получается, что величина шума с наружной стороны здания ТП составляет $L_w^{\text{пр}} = 30,6 \text{ дБА}$.

Согласно санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», допустимый уровень шума на территории, прилегающей к зданию цеха, не должен превышать 55 дБА.

Таким образом, шум, создаваемый трансформатором номинальной мощностью 100 кВА, будет ниже допустимого для территории, непосредственно прилегающей к зданию университета. Поэтому специальных мероприятий по снижению шума не требуется [21].

В разделе социальный ответственность был произведен анализ воздействия опасных и вредных факторов трансформатора на людей и окружающую среду, рассмотрены вопросы безопасности чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы. Также произведен расчет для оценки шумового воздействия спроектированного трансформатора которую предполагается установить во дворе учебного корпуса технического университета.

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации было проведено исследование возможности модернизации трансформатора при капитальном ремонте, то есть замены медной обмотки на алюминии при неизменной магнитной системой, причины выхода из строя трансформатора и анализ спроектированных трансформаторов.

Необходимо отметить, что в процессе проведения расчетов была получена возможность выбора оптимального варианта типа обмоток НН трансформатора и оценки ряда его параметров – масс активных материалов, стоимости активной части, параметров холостого хода и короткого замыкания при сохранении геометрии магнитной системы.

Анализ таблицы и графических зависимостей показал, что вариант трансформатора ТМ-95/6 с обмоткой НН цилиндрической двухслойной из прямоугольного провода показал существенное уменьшение массы обмоток и стоимости активной части трансформатора. При этом коэффициент полезного действия практический остался без изменения.

Несмотря на снижение номинальной мощности на 5 % для масляных силовых трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% от номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального [1]. Отсюда следует, что трансформатор ТМ 95/6 может работать при номинальной мощности на 100 кВА.

В плане экономического анализа при сравнении медных обмоток с алюминиевой видно, что при одинаковой конструкции магнитной системы трансформатора стоимость ремонта будет намного дешевле и легче почти 2,5 раза с теми же показателями. И все же выбор, замены обмоток на медь или на алюминии нужно строго исходя из потребностей и возможностей заказчика.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведено технико-экономическое обоснование НИР,

которое свидетельствует о том, что в случае внедрения программного комплекса происходит снижение времени и общей стоимости рационально спроектированного трансформатора с алюминиевыми обмотками ниже от стоимости эквивалентного трансформатора с медными обм (Российская государственная библиотека [Электронный ресурс])отками.

В разделе «Социальная ответственность» был произведен анализ воздействия опасных и вредных факторов трансформатора на людей и окружающую среду, рассмотрены вопросы безопасности чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы.

Таким образом, модернизированный трансформатор ТМ-95/6 будет гораздо эффективнее аналога, и, следовательно, его эксплуатация возможна без снижения качества.

Список использованных источников

1. Тихомиров П. М. Расчет трансформатора – М.: Альянс, 2009.–528 с.
2. Котелец Н.Ф. Акимова Н.А., Антонов М.В. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин –Издательский центр: "Академия", 2003.
3. Игнатович В.М. Усачева Т.В. Расчет активной части и оценки эксплуатационных свойств силового трансформатора – Томск: Томского политехнического университета, 2011, – 84 с.
4. Сапожников А.В. Конструирование трансформаторов. –изд.2 М., Л.: Государственное энергетическое издательство, 2006
5. Шонин Ю.П. – Капитальный ремонт со сменой обмоток силовых трансформаторов напряжения 6-110 кВ., Энергоатомиздат, 2005.
6. Фарбман С.А., Бун А.Ю., Райхлин И.М. – Ремонт и модернизация трансформаторов.
7. Хренников А.Ю.- канд. техн. наук. Основные причины внутренних повреждений обмоток силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в процессе эксплуатации //Промышленная энергетика № 12. – Москва, 2006. – с. 12-14.
8. Конов Ю.С., Короленко В.В., Федорова В.П. Обнаружение повреждений трансформаторов при коротких замыканиях //Электрические станции №7. – 2004. –с. 46-48.
9. Зенова В.П., Лурье А.И., Панибратец А.Н. Совершенствование методов и норм расчета трансформаторов на стойкость при коротких замыканиях // Доклад на конференции "Электротехника-2010 год. Наука, производство, рынок". М., ВЭИ-ТРАВЕК. Т.1. 2007. С. 201.
10. Панибратец А.Н. Исследования и расчеты электродинамической стойкости при коротких замыканиях мощных силовых трансформаторов. ВЭИ, 2008., С. 220.

11. Классификация дефектов в силовых масляных трансформаторах / Л.В. Виноградова, Е.Б. Игнатьев, Г.В. Попов // Высоковольтная техника и электротехнология / ИГЭУ. – Иваново, 2003
12. И.П.Копылов - Проектирование электрических машин: Учеб. для вузов; Под ред. И.П. Копылова. — М.: Высш. шк., 2002.
13. Пястолов А.А., Райхлин КМ. Ремонт трансформаторов I и II габаритов. — М.: Энергия, 2005.
14. Копылов И.П. Электрические машины: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк.: Логос, 2000.
15. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
16. ГОСТ 1516.1–76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
17. Котеленец Н. Ф., Кузнецов И. Л. Испытания и надежность электрических машин: Учеб. пособие для вузов. — М.: Высш. шк., 1988.
18. Антонов М.В. Технология производства электрических машин: Учеб. для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 2001.
19. Гольдберг О.Д. Испытания электрических машин: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк., 2000.
20. Sosnina E. N. Masleeva O. V., Pachurin G. V. THE NOISE IMPACT ASSESSMENT OF POWER TRANSFORMERS AT ENVIRONMENT [Журнал]. - Москва : Modern problems of science and education, 2012 г.
21. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: <http://mydocx.ru/4-32830.html> - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 28.03.2016
22. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/ustanovka-izolyacii-i-obmotok->

- posle-remonta.-podpressovka-obmotok.html - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 30.03.2016
23. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: http://snipov.net/c_4709_snip_101471.html - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 07.04.2016
24. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: <http://www.elek.oglib.ru/bgl/4155/404.html> - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 07.04.2016
25. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: http://www.0zd.ru/fizika_i_energetika/proektirovanie_maslyanogo_transformatora.html - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 07.04.2016
26. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] / Центр информ. Технологий РГБ; URL: <http://www.science-education.ru/en/article/view?id=7585> - свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Рус., Дата обращения: 07.04.2016
27. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] Проектирование масляного трансформатора [Online]. - http://www.0zd.ru/fizika_i_energetika/proektirovanie_maslyanogo_transformatora.html.
28. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] Курсовой проект по трансформаторам Общие методические указания [Online]. - 4. - <http://skachate.ru/literatura/81207/index.html?page=3>.
29. Шонин Ю.П., Путилов В.Я. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт силовых масляных трансформаторов - Издательский дом МЭИ, 2013. – 760 с.: ил.

30. Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно ВСН 342-75. М.: «Энергия», 1977 г.
31. Беспалов В.Я., Котеленец Н.Ф. Электрические машины. Учеб. пособие для студентов ВУЗов. –М.: Издательский центр «Академия», 2006.
32. Токарев Б.Ф. Электрические машины: Учеб. пособие для студентов вузов. -М.: Энергоатомиздат, 1990.
33. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах.
34. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 2003.
35. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997.
36. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
37. ПУЭ (6-е изд.) в разд. 1.1.13. Классификация помещений по степени опасности поражения людей электрическим током. Госэнергонадзор Москва, 2000.
38. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
40. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
41. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
42. ГОСТ 12.1.029 – 80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

43. ГОСТ 12.4.051-87. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
44. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
45. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
46. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях».
47. СанПиН 2.1.2.1002-00 «Санитарно-эпидемиологические требования к жилым зданиям и помещениям».
48. ГОСТ 12.1.002-84 .Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
49. ГОСТ 12.1.028-80. Шум. Определение шумовых характеристик источников шума: Ориентировочный метод.
50. ГОСТ 21427.2-83. Сталь электротехническая холоднокатаная изотропная тонколистовая. Технические условия
51. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
52. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
53. Лазароиу, Д.Ф. Шум электрических машин и трансформаторов: Д. Ф. Лазароиу, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.
54. СНиП 23.03.2003 "Защита от шума".

Список публикаций

Основные положения и результаты докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

1) Елшибек А. А. Исследование возможности модернизаций силового трансформатора с обмотками из алюминия / А. А Елшибек // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи : материалы III российской молодежной научной школы-конференции, г.Томск, 21-23 октября 2015 г. — Томск. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) ; Российский фонд фундаментальных исследований (РФФИ) ; ред. кол. Е. П. Богданов, Т. В. Усачева. — Томск: СКАН, 2015. — [С. 4-6]. — Заглавие с титульного экрана. — Свободный доступ из сети Интернет. — Adobe Reader.

<http://earchive.tpu.ru/handle/11683/19840>

Приложение А

Раздел 5

Selection of copper against aluminium windings for transformers

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ4Г	Елшибек А.А.		

Консультант кафедры ЭКМ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Усачева Т.В.	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Федоринова З.В.	к.п.н		

Introduction

Copper and aluminium are the two conductors most commonly used in transformer windings. This study presents a comprehensive comparison of distribution transformers built either with copper or with aluminium windings. The comparison is based on winding material conductivity, density, cost, connectivity, oxidation, machinability and behavior under short-circuit. Additionally, a parametric analysis of transformer designs as a function of the cost of copper against aluminium is presented. The study establishes the winding material cost range that indicates when it is more economical to build the transformer windings with copper or with aluminium. All comparisons are carried out with cost of optimized transformer designs that fulfil all specifications together with manufacturing and operating constraints.

Transformers are designed and built with copper or aluminium windings. In distribution transformers, aluminium windings have been successful. For large power transformers, a copper design is more common. To select the right material, the designer has to take into consideration several factors such as weight, maximum size, transformer total cost, availability and cost of the material. This study presents an analysis and comparison of the physical properties of these two materials that can influence their selection for the construction of transformer windings. Copper and aluminium are compared on the basis of conductivity, mass density, cost, connectivity, oxidation, machinability and behavior under short-circuit. The choice of the adequate material for a given transformer design could save large amounts of money and prevent transformer failures. This topic has not only been of interest to transformer designers, but the advantages and disadvantages of selecting copper against aluminium have been discussed for induction motors [1, 4] and transmission lines [3]. One of the co-authors of this paper has used a non-parametric learning technique and an artificial neural network for the selection of the winding material in transformers.

The first transformers were built with copper conductors, since copper was more accessible at that time. During the Second World War, some industries began to manufacture transformers with aluminium because copper became scarce. The little copper available was used for purposes of war in weapons and ammunition. It was in the 1960s when the demand for copper caused a large increase in its price. Then, transformer manufacturers began using aluminium as strips [5]. In 1958, it was reported in that for the manufacturing of a transformer 71 MVA, 55°C temperature rise, water cooled, single phase, 60 Hz, with a high voltage of 301 400 grounded Y/173 990 volts and a low voltage of 13 200 volts using aluminium [6].

Our study provides valuable guidelines for the selection of winding material in distribution transformers. The importance of this research lies in the fact that the cost of windings in distribution transformers ranges from 16 to 28% of the total cost of transformer materials.

The aim of the present work is research of the possibility of replacing copper windings by aluminum with the same dimensions.

The objectives of the work are:

- to study the lifecycle of the transformer;
- to study the power transformer modernization during overhaul;
- to design the transformer with copper;
- to design the transformer with aluminum windings;
- technical-and-economic indexes;

The research object is the power transformer TM-100-6/0,4.

The research methods are reliability theory of technical systems, methods of mathematical statistics and probability theory.

Scientific novelty and significance of the obtained results are accounted for by upgrade of the transformer during overhaul by replacing the copper winding by aluminium with the same dimensions.

Structure and volume of the work

Our work has of 107 pages (excluding appendix) and consists of introduction, five basic units, conclusion, reference and appendices. Each unit consists of several logically interconnected chapters followed by a conclusion where we enumerate the results of our work concerning that very unit. The total outcome of the research is summarized in a separate conclusion. Our references consist of 53 sources represented by books of Russian and foreign authors.

5.1. Conductors used for windings

Varied conductor shapes are used in transformer windings. The selection of the shape depends on the required voltage and current. The shapes are (a) round or elliptical conductors and (b) rectangular conductors (if thickness is less than 0.008 inch, then the conductors are called foils and above this thickness conductors are called strips) [5]. Conductors of circular cross-section are used only when the currents are small as is the case of high-voltage windings of distribution transformers. Frequently, when the winding machine allows it, two or more conductors are pulled in parallel. Conductors of rectangular cross-sectional area can be used in a wide range of currents, from 40 to 500 A on low-voltage winding of distribution transformers. Foil can replace rectangular conductors in distribution transformers. Fig. 1 shows a coil with low–high–low configuration with round copper conductors in the high-voltage winding and aluminium foil in the low-voltage winding. Some commercially available magnet wire enamels for use in oil-filled transformers are (insulation-temperature class in 8C) modified polyvinyl formal resin-105, epoxy-130, omega polyester-amide-imide-200 and pyre-ML polyimide-220. The advantages and limitations of these magnet wire enamels can be found in [7].

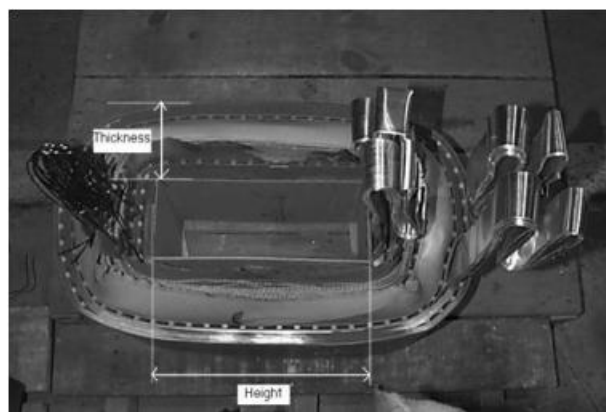


Figure 1 – Hybrid coil manufactured with circular copper conductor in the high-voltage winding and aluminium foil in the low-voltage winding

5.2. Physical properties and cost of aluminium and copper windings

Table 4 compares some of the most important physical properties of copper and aluminium. Note that while the resistivity of copper is lower than that of aluminium, the mass density of copper is much higher than the mass density of aluminium. The expansion coefficient of copper is lower than that of aluminium, but the thermal conductivity is higher in copper than in aluminium. Also, note that the tensile strength of copper is superior. In this section, the cost of copper winding is expressed as a function of the cost of aluminium winding for the same resistance. It is interesting to compare the prices of the materials when they have the same resistance. The length of an aluminium winding will be slightly larger than the length of a copper winding for same power. However, the effect of length is small when compared with the effects of area, price and mass density. Therefore, in this analysis, it is assumed that the length of aluminium winding is equal to the length of copper winding. Since the windings must have the same resistance, this means that where ρ_{Cu} ($\Omega.m$), L_{Cu} (m) and S_{Cu} (m^2) are the resistivity, length and cross-sectional area of copper conductor, respectively, and where ρ_{Al} ($\Omega.m$), L_{Al} (m) and S_{Al} (m^2) are the resistivity, length and cross-sectional area of aluminium conductor, respectively. Using (1), the area of aluminium as a function of the area of copper becomes

$$\rho_{Cu} \frac{L}{S_{Cu}} = \rho_{Al} \frac{L}{S_{Al}} \quad (1)$$

$$S_{Al} = \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} S_{Cu} \quad (2)$$

Replacing in (2) the values from Table 4, we obtain

$$\begin{aligned} S_{Al} &= \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} S_{Cu} \Rightarrow S_{Al} = \frac{0.003}{0.016642} S_{Cu} \Rightarrow S_{Al} \\ &= 1.8027 S_{Cu} \end{aligned} \quad (3)$$

Equation (3) shows that in order for an aluminium winding to have the same resistance as a copper winding, the cross-sectional area of the aluminium winding

must be 1.60 times larger. However, the prices cannot be compared directly from (3), since they depend on weight rather on area. Therefore, it is necessary to use the mass density of each material from Table 4.

The mass density d_{Cu} (kg/m³) and d_{Al} (kg/m³) of a copper and an aluminium winding are computed as follows

$$d_{Cu} = \frac{m_{Cu}}{v_{Cu}} = \frac{m_{Cu}}{LS_{Cu}}, \quad d_{Al} = \frac{m_{Al}}{v_{Al}} = \frac{m_{Al}}{LS_{Al}} \quad (4)$$

Table 4 – Physical properties of copper and aluminium (high-purity lab grade material) [5]

Physical property	Copper	Aluminium
resistivity, $\Omega\text{-mm}^2/\text{m}$	0.016642	0.03
mass density, kg/dm ³	8.89	2.7
expansion coefficient, $\mu\text{m}/(\text{m } ^\circ\text{C})$	16.7	23.86
thermal conductivity, W/(m K)	398	210
tensile strength, MPa	124	46.5
melting point, $^\circ\text{C}$	1084.88	660.2
specific heat, J/(kg K)	384.6	904

where m_{Cu} (kg), m_{Al} (kg), v_{Al} (m³) and v_{Cu} (m³) is the mass and volume, respectively, of copper and aluminium conductor.

Combining (3) and (4) we obtain

$$m_{Cu} = \frac{1}{108\,027} \frac{d_{Cu}}{d_{Al}} m_{Al} \quad (5)$$

Substituting in (5) the values from Table 4, we obtain the mass of copper as a function of the mass of aluminium winding

$$m_{Cu} = 1.8265 m_{Al} \quad (6)$$

For a winding with the same resistance, we need a volume of aluminium 1.8027 times larger than the volume of copper, as can be seen from (3), taking also into account that the length of the winding is the same. However, because aluminium is less dense than copper, we need a mass of copper 1.8265 times larger than the mass of aluminium for the same resistance and the same winding length, as can be seen from (6). That is, in order to have the same resistance, a larger volume of aluminium is needed; however, in terms of mass more copper is needed.

The total cost of aluminium and copper winding are P_{Al} (rub) and P_{Cu} (rub), respectively

$$P_{Al} = m_{Al}c_{Al}, \quad P_{Cu} = m_{Cu}c_{Cu} \quad (7)$$

where c_{Al} (rub/kg) and c_{Cu} (rub/kg) are the unit cost of aluminium copper winding, respectively. Combining (6) and (7), we obtain is the ratio of copper winding cost over aluminium winding cost and r is the ratio of copper unit cost over aluminium unit cost.

$$w = 1.8265 r \quad (8)$$

where

$$w = \frac{P_{Cu}}{P_{Al}}, \quad r = \frac{c_{Cu}}{c_{Al}} \quad (9)$$

If copper unit cost is double the aluminium unit cost, that is, $r=2$, it can be seen that a copper winding is 3.65 times more expensive than an aluminium winding for the same resistance [3]. Copper unit cost is double or more the aluminium unit cost after 2007, as can be seen in Fig. 2 [5].

5.3. Fluctuations of the price of winding materials over time

The price and availability of materials depend on the location. If a country does not produce a given material, there is a need to import it, consequently increasing its cost. The price also depends on the size of the reserves and energy required for processing. These factors become more important when there are

material shortages, since more expensive processes may be required for their extraction.

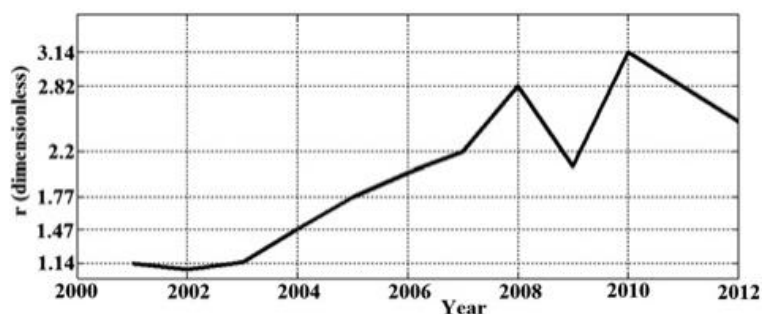


Figure 2 – Ratio of copper unit cost over aluminium unit cost, r , from 2001 to 2012

Copper has had different trends over the years; in fact, the price of copper is highly unstable. This is the main reason why aluminium transformers have been manufactured. As shown in Fig. 3, from 1900 to 2016, the price (RF rub) of copper and aluminium have varied greatly. The main factors that have contributed to different price tendencies are: Second World War, the copper industry discovered and developed a large amount of deposits of copper, producers of copper were very successful increasing their productivity and reducing their prices by introducing a series of innovations and new technologies, record production of aluminium, shortages of aluminium and collapse of the Soviet Union.

The price of aluminium is lower than the price of copper and it fluctuates, but not as much as copper. Just as the price of copper, the price of aluminium has a rising trend owing to the increased demand. Aluminium is not found in metallic form, but always found as mineral. Thus, the price of aluminium very much depends on the cost of electricity since it is obtained by electrolysis. Copper is also obtained by electrolysis.

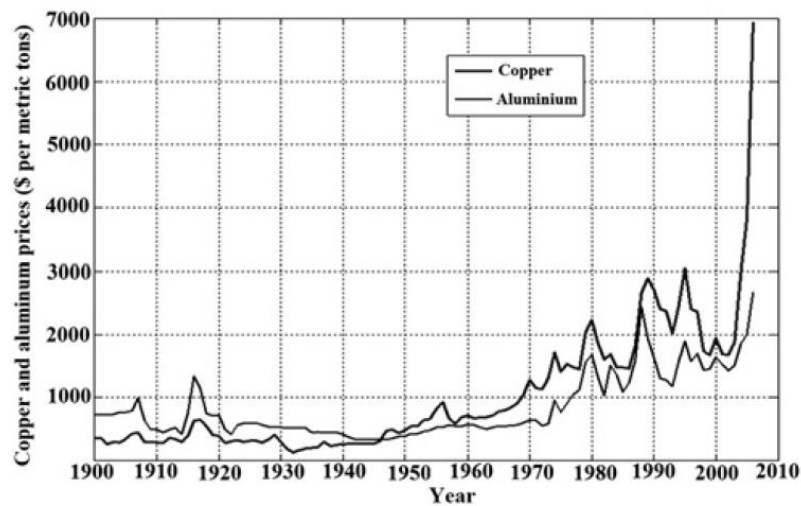


Figure 3 – Copper and aluminium prices in US dollars against time

5.4. Connectivity and oxidation

The term connectivity refers on how easy or difficult it is to make electrical connections. This is very important in a transformer, since the high efficiency of a winding can be lost if the connections are poor. Oxidation is a process in which a metal reacts with oxygen in the air to form compounds called oxides. Both aluminium and copper oxidize when exposed to the weather. Aluminium is more prone to oxidize because its valence is +3 whereas copper has a valence of +1. This explains why aluminium does not exist as a metal in nature.

Aluminium oxidizes when it is exposed to air. It forms a layer of Al_2O_3 . This layer protects the internal aluminium layers to react with air, but Al_2O_3 is an excellent insulation. This means that making satisfactory connections with aluminium is more complicated than with copper. Some methods of splicing aluminium wires includes soldering or crimping with special crimps that penetrate enamel and oxide coatings and seal out oxygen at the contact areas. Aluminium strap or strip conductor can be tungsten inert gas welded. Aluminium strip can also be cold-welded or crimped to other copper or aluminium connectors. Bolted connections can be made to soft aluminium if the joint area is properly cleaned. Aluminium joining problems are sometimes mitigated by using hard alloy tabs with tin plating to make bolted joints using standard hardware.

When two pieces of aluminium are to be joined by fusion welding a certain amount of preparation is necessary. The edges to be joined should be cut square, degreased and cleaned by scratch brushing with a wire brush. The source of heat may be either an oxyacetylene flame or an electric arc. The factors that affect the welding of aluminium include aluminium oxide coating, thermal conductivity, thermal expansion coefficient, melting characteristics and electrical conductivity. A review of aluminium joining is given in [9].

5.5. Machinability

Machinability is measured in power units; it is the power (HP) used by cubic inch over time necessary to process the material. For aluminium, the machinability is $0.4 \text{ HP/in}^3/\text{min}$ and for copper it is $0.8 \text{ HP/in}^3/\text{min}$. In this attribute, aluminium has an advantage over copper, since the energy needed to work with it is half the energy needed to do the same process with copper. A high machinability factor is reflected in costs; high machinability results in greater tool wear and more labor time.

The ease with which a metal can be machined is one of the principle factors affecting a product's utility, quality and cost. The usefulness of a means to predict machinability is obvious. Unfortunately, machinability is a so complex subject that it cannot be unambiguously defined. Depending on the application, machinability may be seen in terms of tool wear rate, total power consumption, attainable surface finish or several other benchmarks.

Machinability is strongly dependent on physical and mechanical properties of the workpiece: hard, brittle metals being generally more difficult to machine than soft, ductile ones. Machinability is also strongly dependent on the type and geometry of tool used, the cutting operation, the machine tool, metallurgical structure of the tool and workpiece, the cutting/cooling fluid and the machinist's skill and experience.

The main cause of machinability problems is always excessive heat. This may arise by frictional heating, and/or by insufficient cooling. All tools should be

kept sharp and in good condition at all times (carbide tools retain sharp edges over a longer period between regrinds than carbon or high-speed steel tools). Tools geometry must be maintained within the established requirements for aluminium alloys. Cutter must have the optimum number of flutes and the optimum spiral configurations for each application. The cutting speed should be as high as is practical in order to save time and to minimize temperature rise in the part. As cutting speed is increased above 30–60 m/min, the probability of forming a built-up edge on the edge cutter is reduced, chips breaks more readily and finish is improved. In particular, a slow feed rate (dwelling) and high spindle speeds are especially troublesome. An adequate and continuous flow of cutting fluid directly at the cutting edges is essential. The flow of cutting fluid should begin before cutting and must continue until the cutter has been removed from the part.

5.6. Behaviour during short-circuit

During a short-circuit, the current increases sharply in the transformer windings. High currents generate an increase in temperature of the conductor. When the current is very high, the temperature rises rapidly. The melting point of aluminium is 660.28C, while that of copper is 1084.888C. However, it is more important to consider the speed at which the temperature of the conductor increases during the short-circuit than during the melting point.

Fig. 4 presents a curve of temperature rise against current density for a short-circuit of 4 s. The curve for copper was obtained from [15]

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2(\theta_0 + 235)}{(101\,000/J^2t) - 1} \quad (10)$$

while for aluminium

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2(\theta_0 + 225)}{(43\,600/J^2t) - 1} \quad (11)$$

where θ_0 is the initial temperature (8C), J is the short-circuit current density (A/mm²), t is the duration of short-circuit (s),

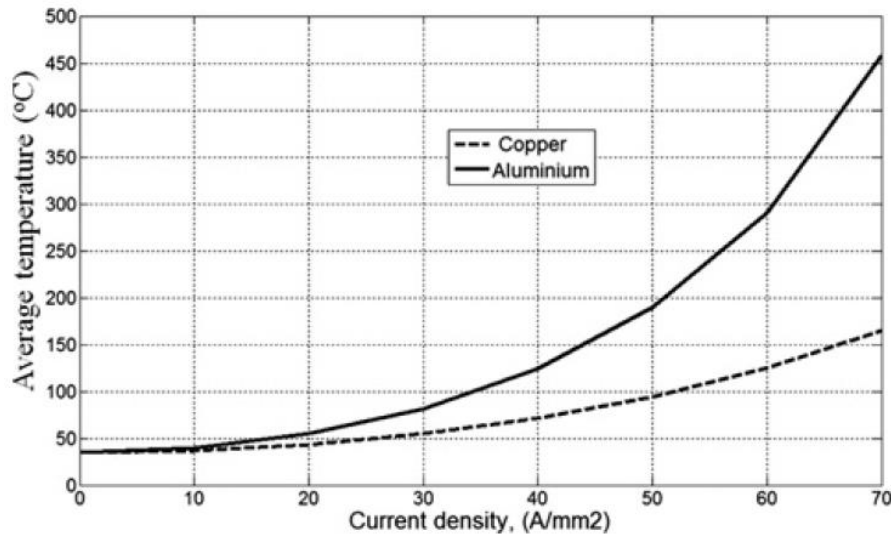


Figure 4 – Average temperature against current density for copper and aluminium under a short-circuit condition with duration of 4 s θ_1 is the highest average temperature attained by the windings after a short-circuit (8C), $E_2 = (J_r / J) \times 100\%$, where E_2 is the impedance voltage (%) and J_r is the rated current density (A/mm²). Equations (10) and (11) were obtained assuming that the entire heat developed during the short-circuit is retained in the winding itself raising its temperature (adiabatic conditions) because of the short duration of the short-circuit (10 s). The short-circuit current depends on percentage impedance between the transformer and fault point. If the faults occur at the transformer terminals, only the % impedance of the transformer should be taken into calculation of the fault current.

In Fig. 4 a curve of temperature rises against current density for copper and aluminium, for a short-circuit duration of 4 s is observed. Considering a short-circuit of 4 s with a current density of 30 A/mm², the temperature in an aluminium winding is 81.8°C, whereas in copper it is 54.95°C. The maximum allowed temperature for oil-immersed transformers with the insulation system temperature of 105°C (thermal class A) is 250°C for copper conductor, whereas the same is 200°C for an aluminium conductor without any detriment to mechanical properties. A maximum temperature of 250°C is allowed for aluminium alloys that have resistance to annealing properties at 250°C equivalent to electrical conductor (EC) aluminium at

200⁰C, or for applications of EC aluminium where the characteristics of the fully annealed material satisfy the mechanical requirements. This limiting temperature is specified mainly to limit the ageing of paper insulation in contact with the conductor. It has been shown that high-conductivity copper would not be appreciably softened in the lifetime of a transformer by occasional excursions up to 250⁰C even if the copper is deliberately cold-worked to increase its strength. The same applies to the usual 99.5% aluminium alloys used as conductors [12]. The transformer insulation is burned long before the aluminium or copper is melted. The thermal expansion of conductors can break the insulation and then the failure is originated in the transformer.

Copper and aluminium are the primary materials used as conductors in transformer windings. While aluminium is lighter and generally less expensive than copper, a larger cross-section of aluminium conductor must be used to carry a current with similar performance as copper. Copper has higher mechanical strength and it is used almost exclusively in large power transformers, where extreme forces are encountered, and materials such as silver-bearing copper can be used for even greater strength. The windings have to be strong enough to withstand the mechanical forces of short-circuit.

Table 6 – TOC results for copper transformers (copper cost = rub 420/kg)

Parameters	Transformer rated power, kVA							
	5	10	15	25	37.5	50	100	167
no-load loss, W	26.7	39.8	52.65	71.62	99	120.94	201.5	279.5
load loss, W	56.7	107.3	130.55	219.85	274.33	370.42	603.9	876.5
HV winding cost (\$)	59.8	86.8	126.33	170.73	244.18	287.12	401.6	626.3
LV winding cost (\$)	128.4	93.7	158.02	180.85	278.17	245.98	382.58	836.98
core cost (\$)	97.3	147.6	195.47	270.85	367.56	440.70	846.16	1095.5
oil volume, l	25.2	36.9	44.06	48.23	61.36	81.12	100.45	112.29
other material cost (\$)	48.2	55.6	63.85	78.74	89.95	93.73	133.18	155.50
total material cost (\$)	333.6	383.7	543.67	701.17	979.85	1067.52	1763.5	2714.2
labour cost (\$)	33.4	38.4	54.37	70.12	97.99	106.75	176.35	271.4
manufacturing cost (\$)	367.0	422.1	598.03	771.29	1077.84	1174.27	1939.9	2985.7
bid price (\$)	564.6	649.3	920.05	1186.59	1658.21	1806.58	2984.4	4593.4
no-load loss cost (\$)	184.6	274.9	364.10	495.28	684.62	836.35	1393.4	1932.7
load loss cost (\$)	193.1	365.3	444.67	748.84	934.41	1261.71	2056.9	2985.4
efficiency (%) at unity power factor	98.39	98.6	98.81	98.85	99.02	99.04	99.18	99.31
TOC (\$)	942.4	1289.4	1728.82	2430.72	3277.24	3904.63	6434.7	9511.5

5.7. Comparison of total owning cost (TOC) of transformers manufactured with copper and aluminium

Electrical engineers working in the design departments of transformer manufacturers use transformer TOC as an objective function when optimizing transformer design [14]. The usefulness of TOC objective function is also very important when new transformer materials are being introduced [13]. The TOC takes into account not only the transformer bid price (BP) but also the transformer losses throughout the transformer lifetime. The TOC is computed as follows

$$TOC = BP + CL = BP + A NLL + B LL \quad (12)$$

where

$$BP = \frac{MC + LC}{1 - SM} = \frac{TMC}{1 - SM} \quad (13)$$

where TOC (rub) is the TOC throughout the transformer lifetime, BP (rub) is the transformer bid price, CL (\$) is the cost of transformer losses throughout the transformer lifetime, A (rub /W) is the no-load loss cost rate, NLL (W) is transformer no-load loss, B (rub /W) is the load loss cost rate, LL (W) is transformer load loss, MC (rub) is the cost of transformer materials, LC (rub) is the labour cost to manufacture the transformer, TMC (rub) is the transformer manufacturing cost, and SM (%) is the sales margin. Details on how A and B factors are determined can be found in [38–40]. For Russian ruble current values (April 2016) for A and B factors (A = 530,4 rub/W, B = 261,3 rub/W) were calculated considering the following: discount rate = 6%, energy cost = 4.225/kWh, duty cycle = 25 years. The readers interested in future energy prices can consult [15].

The objective of transformer design optimization (TDO) is to design the transformer so as to minimize TOC subject to several constraints: (a) constructional constraints and (b) the following operating constraints: maximum no-load losses, maximum total losses (minimum efficiency), maximum and minimum impedance

value and maximum limit on the magnetizing current. The optimization methodology is based on a multiple design method that assigns many alternative values to design parameters. The TDO results of this paper have been obtained with a field-validated TDO computer program that has been used for some years in a mid-size transformer factory. Table 5 shows the flow chart for minimizing TOC. The other objective functions (e.g. bid price) [14].

Table 7 – TOC results for aluminium transformers (aluminium cost = rub 123,3/kg)

Parameters	Transformer rated power, kVA							
	5	10	15	25	37.5	50	100	167
no-load loss, W	28.98	46.84	59.69	84.57	113.59	134.8	217.6	311.79
load loss, W	68.08	99.21	150.9	216.55	285.52	377.98	609.26	1083.1
HV winding cost (\$)	8.19	18.69	25.43	41.07	57.15	60.38	92.404	68.654
LV winding cost (\$)	11.04	24.57	21.21	51.69	71.74	60.62	95.815	106.14
core cost (\$)	109.6	173.91	225.71	313.98	421.72	500.46	929.32	1331.6
oil volume, l	33.47	50.53	56.89	76.09	92.57	99.42	158.25	174.95
other material cost (\$)	56.62	77.48	83.51	104.84	133.72	136.28	189.43	202.14
total material cost (\$)	185.4	294.65	355.86	511.58	684.33	757.74	1306.9	1708.5
labour cost (\$)	18.54	29.47	35.59	51.16	68.43	75.77	130.69	170.85
manufacturing cost (\$)	203.9	324.12	391.45	562.74	752.77	833.51	1437.7	1879.4
bid price (\$)	313.8	498.64	602.23	865.75	1158.10	1282.33	2211.8	2891.4
no-load loss cost (\$)	200.4	323.92	412.78	584.83	785.52	932.19	1504.8	2156.1
load loss cost (\$)	231.8	337.92	513.99	737.60	972.53	1287.46	2075.2	3689.0
efficiency (%) at unity power factor	98.11	98.58	98.62	98.82	98.96	98.99	99.16	99.15
TOC (\$)	746.1	1160.49	1529.00	2188.19	2916.15	3501.98	5791.8	8736.5

Fig. 6 shows a parametric cost comparison of three single-phase transformers (with ratings of 5, 100 and 167 kVA) as a function of the copper/aluminium cost ratio with equivalent total losses. The copper/aluminium cost ratio is varied from 0.2 to 2.2 covering the entire historical range of cost variation. From Fig. 6, one can see that for each rating, there is a different point where the TOC of an aluminium transformer is less than the TOC of a copper transformer. The breaking point is when the TOC of a copper transformer is equal to the TOC of an aluminium transformer. This corresponds to the intersection of each of the curves of Fig. 6 with 1 (on the ordinate axis). Therefore, the points with TOC copper/TOC aluminium below 1 correspond to the cases where the copper transformers are less expensive, while the points above 1 correspond to the cases where aluminium

transformers are less expensive. Take for example, the curve corresponding to 5 kVA transformers (top line in Fig. 6). If the ratio of copper unit cost (rub/kg) over aluminium unit cost (rub/kg) is up to 0.6, that is, when aluminium costs 1.67 times as much as copper (rub/kg), it is less expensive to use copper for the windings.

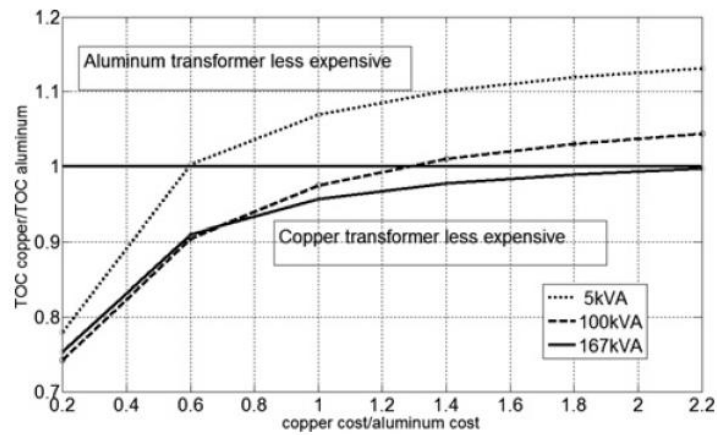


Figure 6 – Ratio of TOC (rub) of copper transformers over TOC (rub) of aluminium transformers as a function of the ratio of copper unit cost (rub /kg) over aluminium cost (rub/kg) for 5, 100 and 167 kVA single-phase transformers

Compare that with the 100 kVA transformer corresponding to the lower curve in Fig. 6. In this case, copper transformers they are more expensive than aluminium transformers for a ratio of copper over aluminium unit cost of up to approximately 1.3. For 167 kVA transformer, it is better to build aluminium transformers when aluminium unit cost/copper unit cost is <2.2 , as shown in Fig. 6. Transformers with ratings of 10, 15, 25, 37.5, 50 and 75 kVA have also been compared. The results (not shown in Fig. 6) give curves that lie in between those of Fig. 6.

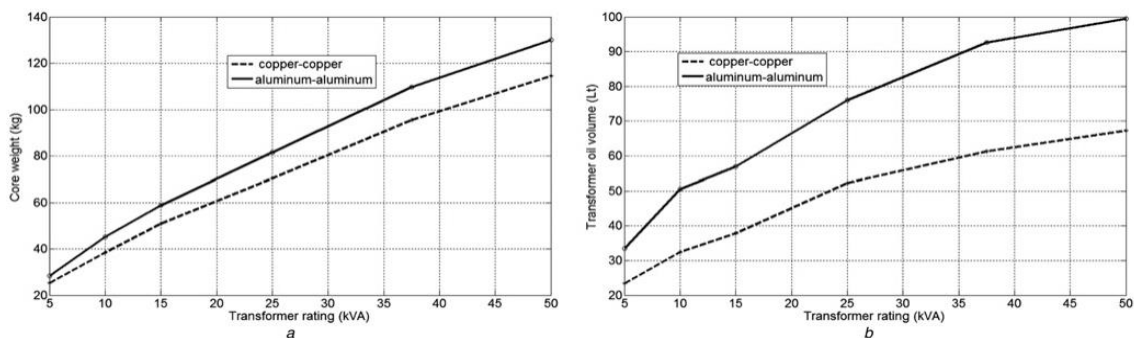


Figure 7 – Comparison of core weight and oil volume of copper versus aluminium transformers

a) Core weight against transformer rating for copper–copper transformers and aluminium–aluminium transformers

b) Transformer oil volume against transformer rating for copper–copper transformers and aluminium–aluminium transformers

It is important to emphasize that there may be occasions where it is not convenient to manufacture distribution transformers with aluminium windings; for example, when such transformers exceed the maximum dimensions for the transportation and/or the maximum dimensions specified in the standards.

In addition to the already presented results, the following interesting conclusions have been drawn:

- The length of an aluminium winding is on average 15% larger than the length of a copper winding for same power.
- An aluminium transformer requires on average 20% more core weight; see Fig.7a.
- The weight of the aluminium windings is on average 25% less than the weight of copper windings. To determine this average, the following expression for each transformer rating is used: $(\text{weight of Cu windings} - 2 \times \text{weight of Al windings}) / \text{weight of Cu windings}$.
- An aluminium transformer requires 45% more oil than a copper transformer.

Today many distribution transformer manufacturers are moving towards the manufacturing of aluminium transformers.

Almost all the large power transformers are manufactured with copper windings. In the near future an extension of this study will be made, and we are planning to compare copper–copper transformers against aluminium transformers in many aspects, such as current distribution in transformer windings, ferro resonance and inrush current [15].

Conclusion

From the research that has been carried out, it is possible to conclude that change of transformer windings can be accomplished only if the power is reduced by 5%. The advantages and disadvantages of the two materials have been analyzed on the basis of conductivity, mass density, cost, connectivity, oxidation, machinability and behaviour under short-circuit. The selection between the use of copper or aluminium is not an easy task since many factors must be considered. In this paper, a parametric analysis of transformer designs as a function of the cost of copper against aluminium has been presented. The paper has established the winding material cost range, for different transformer ratings, indicating when it is more economical to build the transformer windings with copper or with aluminium. The study has been carried out with a field-validated TDO computer program, which minimizes the TOC satisfying a set of construction and operating constraints. The analysis has shown that using current prices (April 2016) for copper and aluminium unit cost, aluminium is the best choice for transformer winding for transformers with rated power lower than 100 kVA. On the other hand, for 100 kVA transformers and higher, copper is better than aluminium because TOC of copper transformers is lower (since copper allows the use of less core material, less insulation, less structural steel for the oil tank and less oil).

References

1. Finley, W.R., & Hodowanec, M.M. (2001). 'Selection of copper versus aluminium rotors for induction motors', IEEE Trans. Ind.Appl., 37, (6), pp. 1563-1573.
2. Poloujadoff M., Mipo J.C., Nurdin M. (1995). 'Some economical comparisons between aluminum and copper squirrel cages', IEEE Trans. Energy Convers., 10, (3), pp. 415–418.
3. Norasmah S., Jamal N., Sulaiman M. (November 2004). 'Analysis of all aluminum conductor (AAC) and all aluminum alloy conductor (AAAC)'. Proc. IEEE TENCON Conf., vol. 3, pp. 409–412.
4. Georgilakis P.S., Gioulekas A.T., Souflaris A.T. (2007). 'A decision tree method for the selection of winding material in power transformers', J. Mater. Process. Technol., 181, pp. 281–285;
5. Harlow J.H. (2004). 'Electric power transformer engineering' (CRC Press), pp. 2–10 see also pp. 2–24, 2–25 [12] Pelikan T. (1973). 'Is there a future for the distribution transformer with aluminum windings?', Bull. S.R.B.E., 89, (3), pp. 233–234
6. Olivares J.C., Liu Y., Canedo J.M., Escalera-perez R., Driesen J., Moreno P. (2003). 'Reducing losses in distribution transformers', IEEE Trans. Power Deliv., 18, (3), pp. 821–826
7. Smith W.F. (2004). 'Principles of materials science and engineering' (McGraw-Hill Series in Materials Science and Engineering).
8. Karabay S. (Des., 27, 2006). 'Modification of AA-6201 alloy for manufacturing of high conductivity and extra high conductivity wires with property of high tensile stress after artificial aging heat treatment for all-aluminium alloy conductors', pp. 821–832.
9. Davis J.R. (1993). 'Aluminum and aluminum alloys, ASM specialty handbook' (ASM International Handbook Committee).

10. Sullivan C.R. (2008). ‘Aluminum windings and other strategies for high-frequency magnetics design in an era of high copper and energy cost’, IEEE Trans. Power Electron., 23, (4), pp. 2044–2051.
11. Konrad J.A. (ED.): ‘Copper: its trade, manufacture, use and environmental status’ (International Copper Association, 2001)
12. Totten G.E., Mackenzie D.S. (EDS.) (2003). ‘Handbook of aluminium. Physical Metallurgy and Processes’ (Marcel Dekker, NY, vol. 1.
13. Fraser M. (October 2005). ‘Aluminium prices: what should we expect?’. Proc. 72nd Ann. Meeting of the Aluminium Association, Naples, Florida.
14. Tripathy S.C., Lakervi E. (2000). ‘Evaluation of transformer loading above nameplate rating’, Electr. Mach. Power Syst., 28, (10), pp. 971–981.
15. Georgilakis P.S., Tsili M.A., Souflaris A.T. (2007). ‘A heuristic solution to the transformer manufacturing cost optimization problem’, J. Mater. Process. Technol., 181, pp. 260–266.

Приложение Б

Расчет трансформатора с медной обмоткой

Мощность	100 <i>кВА</i>
Число фаз	3
Частота	50 <i>Гц</i>
Номинальное напряжение ВН	6000 <i>В</i>
Номинальное напряжение обмотки НН	400 <i>В</i>
Схема и группа соединения обмоток	Y/Y ₀ ;
Система охлаждения	естественное масляное
Режим работы	длительная нагрузка
Установка	наружная
Материал магнитной системы	Ст. 3405 0,30 <i>мм</i> .
Материал обмоточного провода	<i>Медь</i>

Параметры трансформатора:

Напряжение короткого замыкания	4,5 %
Потери короткого замыкания	1970 <i>Вт</i>
Потери холостого хода	365 <i>Вт</i>
Ток холостого хода	2,6 %.

1. Расчет основных электрических величин трансформатора и определение изоляционных расстояний [1]

Мощность одной фазы трансформатора:

$$S_{\phi} = \frac{S}{m}, \quad (1.1)$$

где S – номинальная мощность трансформатора, кВА.;

m – число фаз трансформатора.

$$\text{Мощность одного стержня: } S' = S_{\phi} = \frac{S}{m} = \frac{100}{3} = 33,3 \text{ кВА.}$$

1.1 Определение линейных и фазных токов и напряжений обмоток ВН и НН.

Номинальный (линейный) ток обмотки ВН и НН трансформатора, A :

$$I = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (1.2)$$

где S – мощность трансформатора, кВА;

U – номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки, В.

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_2 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 9,6 \text{ A.}$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_1 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 144,3 \text{ A.}$$

Фазные токи обмоток (схема соединений – звезда-звезда) равны линейным токам.

Фазные напряжения:

$$U_{\phi} = \frac{U_{1,2}}{\sqrt{3}}, \quad (1.3)$$

на стороне НН: $U_{\phi 1} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} = 230,9 \text{ В.}$

1.3. Определение активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания

Ширина приведенного канала рассеяния трансформатора

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3}, \quad (1.4)$$

где $a_{12} = 27_{мм}$ - размер канала между обмотками (табл. 4.5)

$$\frac{a_1 + a_2}{3} \approx k \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2}. \quad (1.5)$$

$\frac{a_1 + a_2}{3}$ – суммарный приведенный радиальный размер обмоток

где k находится, как $k = 0,79$ (табл. 3.3, примечание 1)

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = 1,25 \cdot 0,79 \cdot \sqrt[4]{33,3} \cdot 10^{-2} = 0,019_{м},$$

$$a_p = 0,027 + 0,019 = 0,046_{м}.$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания, %:

$$u_a = \frac{P_k}{10S}, \quad (1.6)$$

где P_k – потери короткого замыкания, Вт;

S – мощность трансформатора, кВА.

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{1970}{10 \cdot 100} = 1,97 \%.$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %:

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}, \quad (1.7)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания в %;

u_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания в %.

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,97^2} = 4,05 \%.$$

2. Расчёт основных размеров трансформатора

2.1 Выбор схемы и конструкции магнитной системы

В связи с тем, что изготовление плоской магнитной системы с косыми стыками в четырех и прямыми в двух углах (рис.2) менее трудоёмко, то выбираем именно такую схему.

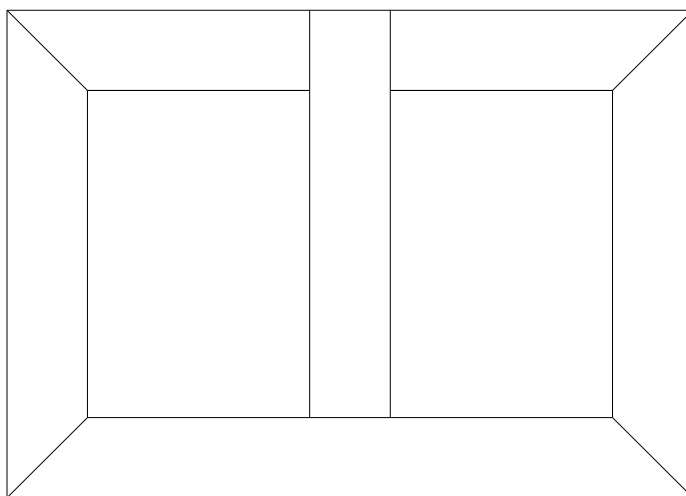


Рисунок 2 – Плоская магнитная система с косыми стыками в четырех и прямыми в двух углах

Для того, чтобы магнитная система, собранная из массы пластин тонколистовой стали, обладала достаточной устойчивостью, её верхнее и нижнее ярма должны быть надежно соединены механически. Таким соединением верхних и нижних ярмовых балок в основе с плоской магнитной системой при напряжении обмотки ВН 6 кВ могут служить вертикальные шпильки, расположенные вне обмоток ВН и достаточно от них удаленных или надежно изолированных. Они также могут использоваться для осевой прессовки обмоток за счет небольшого сдвига вниз верхних ярмовых балок.

2.2 Выбор марки и толщины листов стали и типа изоляции пластин, индукции в магнитной системе

Материал магнитной системы холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3405 толщиной 0,30 мм. Пластины электротехнической стали, изготовленные для сборки магнитной системы, во избежание возникновения между ними вихревых токов должны быть надежно изолированы одна от другой. Поэтому выбираем нагревостойкое изоляционное покрытие. Коэффициент заполнения для рулонной холоднокатаной стали в этом случае выбираем по (табл. 2.2) равен $k_3=0,96$.

Согласно заданию необходимо принять материал обмоточного провода алюминий.

Индукция в стержне $B_c=1,56$ Тл (см.табл. 2.4). Число ступеней 6 в сечении стержня. Коэффициент заполнения круга $k_{кр}=0,92$. (см.табл. 2.5).

Коэффициент заполнения сталью:

$$k_c = k_{кр} * k_3 = 0,92 * 0,96 = 0,883. \quad (1.8)$$

Ярмо многоступенчатое, число ступеней 5.

Коэффициент усиления ярма (см.табл. 2.8). $k_я=1,025$.

Индукция в ярме:

$$B_я = B_c / k_я = 1,6 / 1,025 = 1,52 \text{ Тл}. \quad (1.9)$$

Число зазоров в магнитной системе на косом стыке 4 на прямом 3

Индукция в зазоре на прямом стыке: $B_3' = B_c = 1,56$ Тл.

Индукция в зазоре на косом:

$$B_3'' = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = 1,103 \text{ Тл}. \quad (1.10)$$

Удельные потери в стали $p_c=1,074$ Вт/кг. $p_я=1,004$ Вт/кг,

Удельная намагничивающая мощность $q_c=1,383$ ВА/кг.

$q_я=1,263$ ВА/кг,

Для зазоров на прямых стыках $q_3'' = 16800$, ВА/м²,

Для зазоров на косых стыках $q_3' = 2200$, ВА/м². (см.таблицу 8.10, 8.17),

По (табл. 3.6) находим коэффициент, учитывающий отношение потерь в обмотках к потерям короткого замыкания: $k_d=0,97$,

По (табл. 3.4, 3.5) находим постоянные коэффициенты для медных обмоток: $a=1.36$, $b=0.55$,

Принимаем коэффициент Роговского: $k_p=0.95$.

2.3. Расчёт основных коэффициентов

$$A = 0.507 \sqrt[4]{\frac{S' a_p k_p}{f u_p B_c^2 k_c^2}} = 0.507 \sqrt[4]{\frac{33.3 * 0.046 * 0.95}{50 * 4.046 * 1.56^2 * 0.883^2}} = 0.1258, \quad (1.11)$$

$$A_1 = 5.633 * 10^4 k_c A^3 a = 56330 * 0.883 * 0.1258^3 * 1.36 = 134.8, \text{ кг}, \quad (1.12)$$

$$A_2 = 3.605 * 10^4 k_c A^2 l_0 = 336050 * 0.883 * 0.1258^2 * 0.02 = 10.081, \text{ кг}, \quad (1.13)$$

Постоянный коэффициент $e=0.405$

$$B_1 = 2.4 * 10^4 k_c k_{\gamma} A^3 (a + b + e) = 24000 * 0.883 * 1.025 * 0.1258^3 (1.36 + 0.55 + 0.405) = 100.191 \text{ кг}, \quad (1.14)$$

$$B_2 = 2.4 * 10^4 k_c k_{\gamma} A^2 (a_{12} + a_{22}) = 24000 * 0.883 * 1.025 * 0.1258^2 (0.027 + 0.008) = 12.039 \text{ кг}. \quad (1.15)$$

Коэффициент для меди: $k_0 = 2.46 * 10^{-2}$

$$C_1 = \frac{2.46 * 10^{-2} S a^2}{k_0 k_c^2 B_c^2 u_d A^2} = \frac{2.46 * 1.36^2}{0.97 * 0.883^2 * 1.56^2 * 1.97 * 0.1258^2} = 79.23 \text{ кг}, \quad (1.16)$$

$$K_{\kappa 3} = 1.41 * \frac{100}{u_k} \left(1 + e^{\frac{-\pi u_d}{u_p}} \right) = 1.41 \frac{100}{4.5} \left(1 + e^{\frac{-\pi * 1.97}{4.046}} \right) = 38.12, \quad (1.17)$$

$$M = 0.156 * 10^{-6} K_{\kappa 3}^2 k_0 k_p \frac{P_k}{a A} = 0.156 * 10^{-6} * 38.12^2 * 0.97 * 0.95 \frac{1970}{1.36 * 0.1258} = 3.762 \text{ МПа}. \quad (1.18)$$

2.4. Предварительный расчёт трансформатора и выбор соотношения основных размеров β с учётом заданных значений u_x , P_k и P_x

Таблица 1 – Предварительный расчёт трансформатора ТМ-100/6 с плоской шихтованной магнитной системой и медными обмотками

β	1,2	1,8	2,4	3	3,6
x	1.047	1.158	1.245	1.316	1.377
x^2	1.095	1.342	1.549	1.732	1.897
x^3	1.147	1.554	1.928	2.280	2.614
A_1/x	142.1	128.4	119.5	113.0	108.0
$A_2 \cdot x^2$	11.0	13.5	15.6	17.5	19.1
G_c	153.2	142.0	135.1	130.5	127.1
$B_2 \cdot x^3$	119.5	161.9	200.9	237.5	272.3
$B_2 \cdot x^2$	12.1	14.8	17.1	19.1	20.9
$G_{\text{я}}$	131.6	176.7	218.0	256.6	293.3
$G_{\text{ст}}$	284.7	318.7	353.2	387.1	420.4
G_y	13.8	18.8	23.3	27.5	31.6
G_c	167.0	154.7	147.3	142.3	138.6
$G_{\text{я}}$	143.4	192.6	237.6	279.7	319.6
G_y	29.3	39.8	49.4	58.3	66.9
P_x	339.7	387.2	434.3	480.3	525.1
Π_c	0.01534	0.01878	0.02169	0.02425	0.02656
$1.759G_c$	269.5	249.7	237.7	229.6	223.6
$1.606G_{\text{я}}$	211.3	283.8	350.1	412.1	471.0
$49.14G_y$	689.3	934.3	1159.3	1370.5	1571.3
$925,17x^2$	1013.5	1241.2	1433.3	1602.4	1755.4
Q_x	2273.8	2825.2	3319.4	3774.5	4200.7
$I_0, \%$	2.274	2.825	3.319	3.775	4.201
G_0	37.3	30.5	26.4	23.6	21.6

Продолжение таблицы 1.

$1.03G_0$	38.5	31.4	27.2	24.3	22.2
$G_{пр}$	40.8	33.3	28.9	25.8	23.6
$K_{осГпр}$	69.8	57.0	49.3	44.1	40.3
$C'_{ач}$	354.5	375.7	402.5	431.3	460.7
J	4.618	5.110	5.491	5.807	6.077
σ_p	4.31	5.85	7.25	8.58	9.83
d	0.1319	0.1459	0.1568	0.1658	0.1736
d_{12}	0.1794	0.1985	0.2133	0.2255	0.2360
l	0.4693	0.3462	0.2790	0.2360	0.2059
C	0.2869	0.3138	0.3345	0.3517	0.3665

Результаты расчётов, приведённые в таблице 6, показаны в виде графиков на рисунках 3, 4, 5, 6, 7.

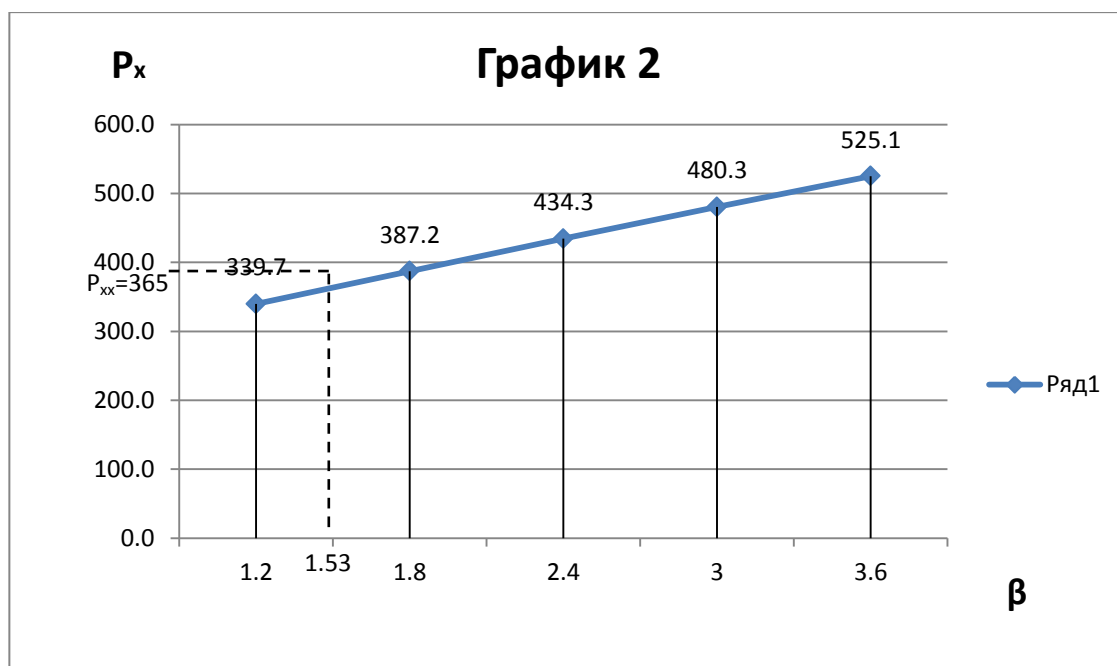


Рисунок 3 – Трансформатор ТМ-100/6. Зависимость P_x от β ,

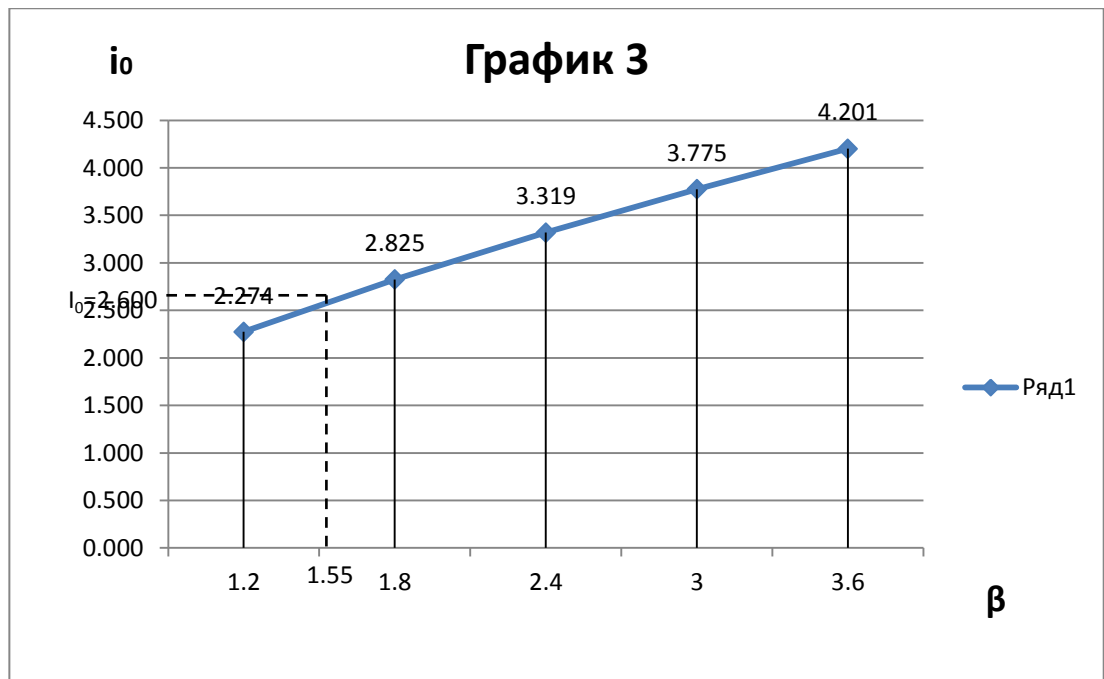


Рисунок 4 – Трансформатор ТМ-100/6. Зависимость i_0 от β ,

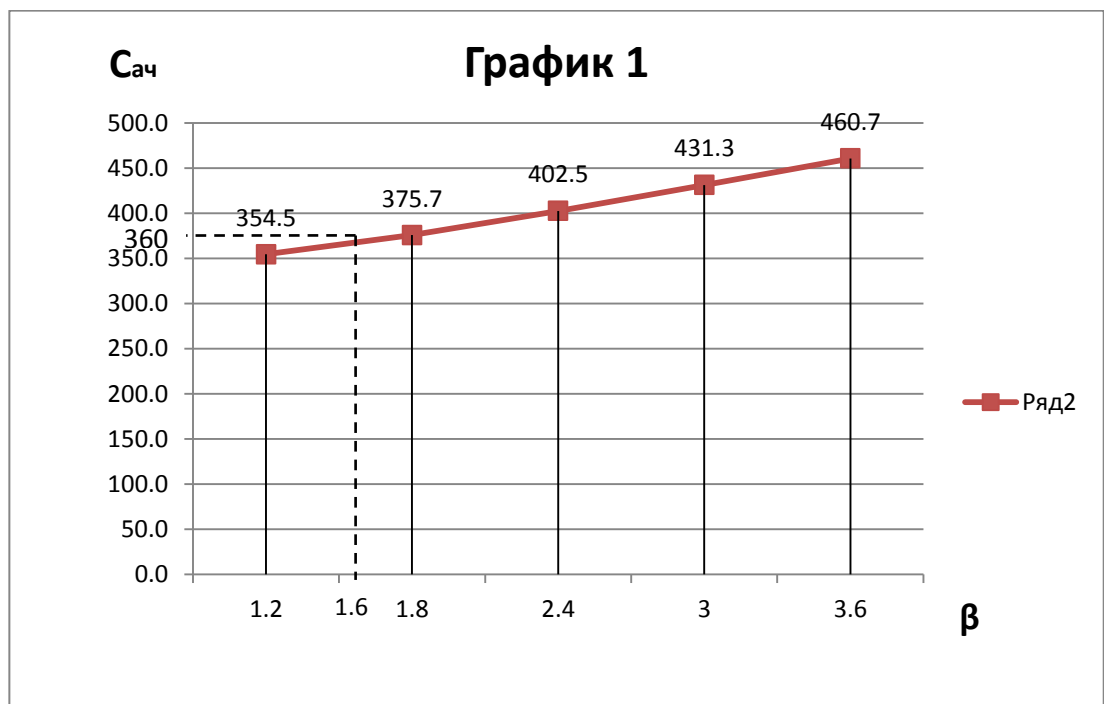


Рисунок 5 – Трансформатор ТМ-100/6. Зависимость $C'_{ач}$ от β ,

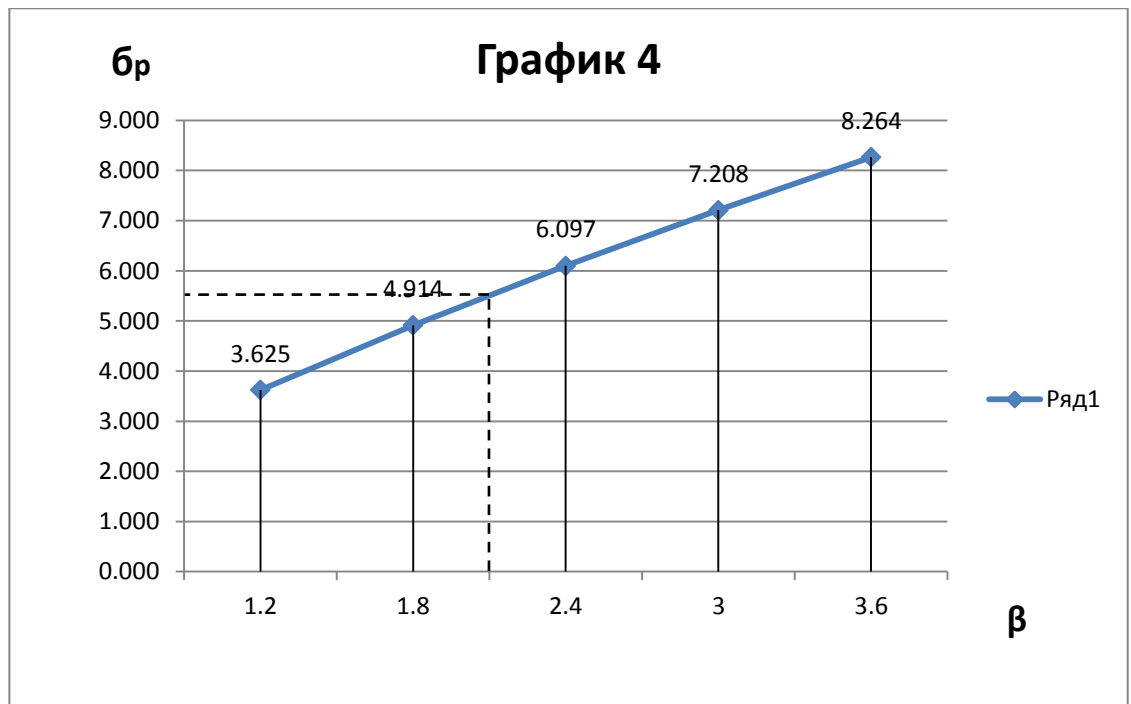


Рисунок 6 – Трансформатор ТМ-100/6. Зависимость σ_p от β ,

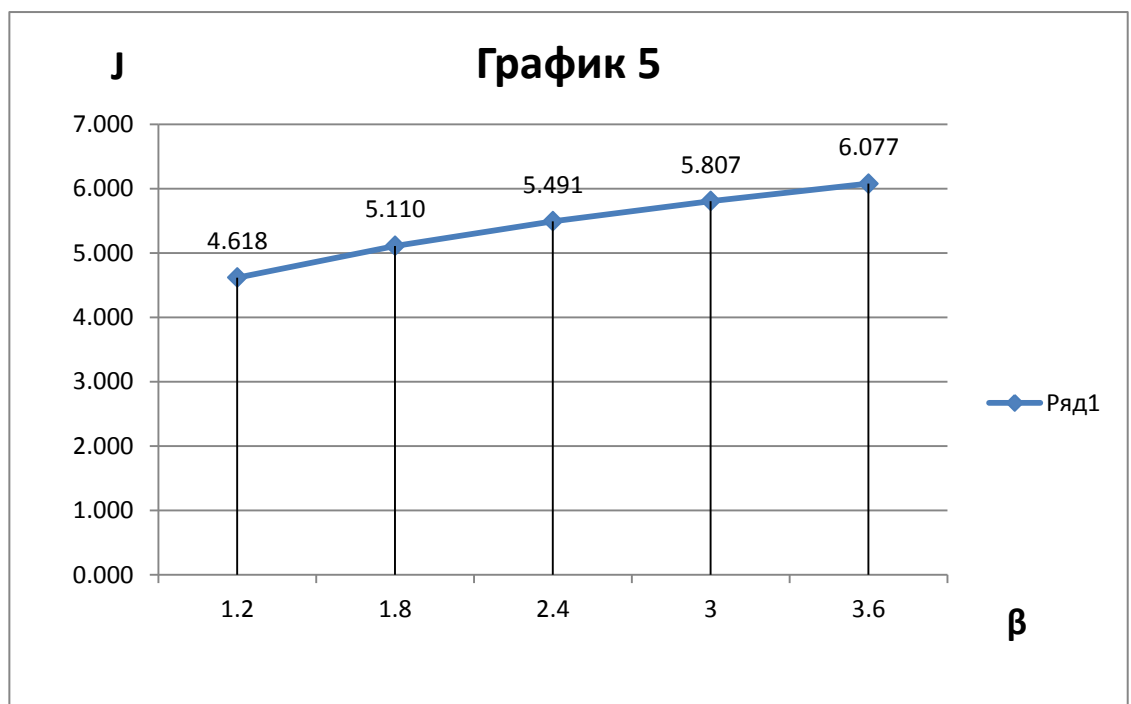


Рисунок 7 – Трансформатор ТМ-100/6. Зависимость J от β ,

Оптимальное значение β для трансформатора типа ТМ-100/6 с медными обмотками представлен на рисунке 8.

	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6	
$C_{a,ч}$						$C_{a,ч} > 1,01 C_{min}$
P_x						$P_x > \text{ГОСТ}$
i_0						$i_0 > \text{ГОСТ}$
J						$J > 4,5 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2$
σ_p						$\sigma_p > 25 \text{ МПа}$

$d=0,14$

Рисунок 8 – Трансформатор ТМ-100/6. Оптимальное значение β .

Предельные значения β для заданных потерь х.х $P_x=365$ Вт, $\beta \leq 1,55$. Предельное значение β для заданного тока холостого хода $i_0=2.6\%$ составляет $\beta \leq 1,4$. Ранее были установлены предельные значения, ограниченные плотностью тока, $\beta \leq 6,851$.

С учётом заданных критериев выбираем значение $\beta=1,53$; соответствующее ему значение d по шкале нормализованных диаметров составляет 0,14 м. В этом случае стоимость активной части трансформатора минимальна, потери холостого хода соответствуют заданному, а ток холостого хода меньше заданного значения.

2.5 Определение основных размеров

Диаметр стержня:

$$d = A\sqrt[4]{\beta} = 0.1258\sqrt[4]{1.53} = 0.14 \text{ м.} \quad (1.19)$$

Средний диаметр стержня:

$$d_{12} = ad = 1,36 * 0,14 = 0,19 \text{ м.} \quad (1.20)$$

Ориентировочная высота обмоток:

$$l = \frac{\pi d_{12}}{\beta} = \frac{3,14 * 0,19}{1,533} = 0,39 \text{ м.} \quad (1.21)$$

Электродвижущая сила одного витка предварительно:

$$u_B = 4.44 f B_c l_c = 4,44 * 50 * 1,56 * 0,014 = 4,7061 \text{ В.} \quad (1.22)$$

Выбраны материалы магнитной системы и обмоток, произведен расчет основных размеров трансформатора. Проведена оптимизация в отношении характера изменения масс активных материалов, стоимости активной части, потерь и тока холостого хода, плотности тока и механических напряжений от растяжения с изменением размеров β , сделанные на основании графиков 3, 4, 5, 6, 7 являются общими для обоих вариантов расчета трансформатора с медными и алюминиевыми обмотками, с магнитной системой. Также было определен диаметр стержня, $d=0,14$ по оптимальному значению β который представлен на графике 8.

3. Расчёт обмоток НН и ВН

3.1 Расчёт обмотки НН

Число витков в обмотке НН:

$$\omega_1 = \frac{U_1}{u_B} = \frac{230,94}{4,706} = 49,07 \text{ принимаем } 49 \text{ виток.} \quad (1.23)$$

$$\omega_{cл1} = \frac{\omega_1}{2} = \frac{49}{2} = 24,5.$$

Уточнение напряжения одного витка:

$$u_B = \frac{U_1}{\omega_1} = \frac{231}{49} = 4,7131 \text{ В.} \quad (1.24)$$

Действительная индукция в стержне:

$$B = \frac{u_\sigma}{4,44 * f * \Pi_c} = \frac{4,7131}{4,44 * 50 * 0,014} = 1,562 \text{ Тл.} \quad (1.25)$$

Средняя плотность тока в обмотках:

$$J_{cp} = 0,746 k_o \frac{P_k u_B}{S d_{12}} 10^4 = 0,746 * 0,97 \frac{1970 * 4,7131}{100 * 0,19} * 10^4 = 3,529 * 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.26)$$

Принимаем среднее значение для снижения потерь короткого замыкания и увеличения напряжения короткого замыкания: $J_{cp} = 2,78 * 10^6 \text{ А/м}^2$

Ориентировочное сечение витка:

$$\Pi'_B = \frac{I_{\phi 1}}{J_{cp}} = \frac{144,338}{2,78 * 10^{-6}} = 51,92 \text{ мм}^2. \quad (1.27)$$

По таблице 5.8. по мощности обмотки $S=100 \text{ кВА}$, номинальному току $I_1=144,3 \text{ А}$ и напряжению $0,4 \text{ кВ}$ выбираем конструкцию цилиндрическую двухслойную обмотку из медного прямоугольного провода.

Ориентировочный осевой размер витка:

$$h_B = \frac{l}{\omega_{cл1} + 1} = \frac{0,39}{24,5 + 1} = 0,015 \text{ м.} \quad (1.28)$$

По полученным ориентировочным значениям Π'_B , h_B по таблице 5.2. подбираем провод ПБ сечением $\Pi_1 = 52,3 \text{ мм}^2$.

$$ПБ \ 1 \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = \frac{4,25 \times 12,5}{4,75 \times 13}, \text{ изоляция } 2\delta = 0,45 \approx 0,5, \text{ мм на две стороны.}$$

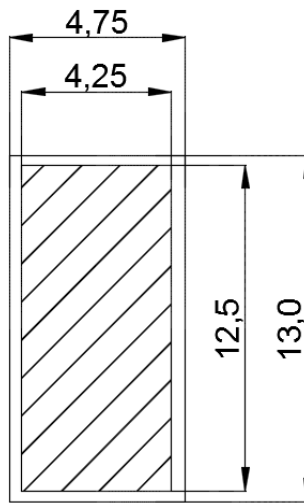


Рисунок 9 – Эскиз витка

Сечение витка:

$$П_1 = 52,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Плотность тока в обмотке НН:

$$J_1 = \frac{I_{\phi 1}}{П_1} = \frac{144,3}{52,3 \cdot 10^{-6}} = 2,76 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (1.29)$$

Оценим найденное значение плотности тока в обмотке НН от среднего значения плотности тока:

$$\Delta J = \frac{J_{cp} - J_1}{J_{cp}} \cdot 100 = \frac{2,78 \cdot 10^6 - 2,76 \cdot 10^6}{2,78 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,727 \%. \quad (1.30)$$

По графику рисунок 5.34а находим для $q=1000 \text{ ВА/м}^2$.

Коэффициент $k=0,95$ учитывающий усадку изоляции после сушки и опрессовки обмотки.

Осевой размер обмотки:

$$l_1 = h_{\phi 1} (\omega_{c\phi 1} + 1) + 0,01 = 0,013(24,5 + 1) + 0,01 = 0,342 \text{ м.} \quad (1.31)$$

Радиальный размер обмотки:

$$a_1 = (2a'_{ин} + a_{11}) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 4,75 + 4) \cdot 10^{-3} = 0,014 \text{ мм.} \quad (1.32)$$

По таблице 4.4. для $U_{нн,исп} = 5 \text{ кВ}$, $S_n = 100 \text{ кВА}$ и конструкцию цилиндрической двухслойной обмотки, находим $a_{01} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, обмотка наматывается на 8 рейках на бумажно-бакелитовом цилиндре с размерами:

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_1' = d + 2 \cdot a_{01} = 0,14 + 2 \cdot 0,004 = 0,148 \text{ м.} \quad (1.33)$$

Внешний диаметр обмотки:

$$D_1'' = D_1' + 2 \cdot a_1 = 0,148 + 2 \cdot 0,014 = 0,18 \text{ м.} \quad (1.34)$$

Число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $n = 2$

Число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $m = 24,5$

Коэффициент приведения поля рассеяния: $k_p = 0,95$

$$\beta_1 = \frac{b_{нн} \cdot 10^{-3} \cdot m \cdot k_p}{l_1} = \frac{12,5 \cdot 10^{-3} \cdot 24,5 \cdot 0,95}{0,342} = 0,852. \quad (1.35)$$

Поверхность охлаждения:

$$\begin{aligned} \Pi_{01} &= 2c \cdot k_z \cdot \pi \cdot (D_1' + D_1'') \cdot l_1 = 2 \cdot 3 \cdot 0,96 \cdot 3,14 \cdot (0,148 + 0,18) \cdot 0,342 = \\ &= 1,996 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (1.36)$$

Масса металла обмотки:

$$\begin{aligned} G_{01} &= 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{ср1} \cdot \omega \cdot \Pi = 28 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot \left(\frac{0,148 + 0,18}{2} \right) \cdot 49 \cdot 52,3 \cdot 10^{-3} = \\ &= 34,766 \text{ кг.} \end{aligned} \quad (1.37)$$

Основные потери:

$$\begin{aligned} P_{осн1} &= 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 \cdot G_1 = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot 7,616 \cdot 10^{12} \cdot 34,766 = \\ &= 635,501 \text{ Вт.} \end{aligned} \quad (1.38)$$

Коэффициент добавочных потерь для обмотки НН из прямоугольного медного провода при промышленной частоте 50 Гц:

$$\begin{aligned} k_{01} &= 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot \beta_1^2 \cdot (a_{нн} \cdot 10^{-3})^4 \cdot n^2 = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot 0,852^2 \cdot \\ &\cdot (4,25 \cdot 10^{-3})^4 \cdot 2^2 = 1,009. \end{aligned} \quad (1.39)$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки НН:

коэффициент закрытия части поверхности: $k_s = 0,75$

$$q_1 = P_{оч1} \frac{k_{o1}}{\Pi_{o1}} = 635,5 * \frac{1,009}{1,996} = 321,24 \frac{Вт}{м^2}. \quad (1.40)$$

Число активннх (несущих обмотки) стержней трансформатора: $c = 3$

Средний диаметр обмотки:

$$D_{cp} = \frac{D_1' + D_1''}{2} = \frac{0,148 + 0,18}{2} = 0,16 \text{ м}. \quad (1.41)$$

Масса провода обмотки НН:

$$G_{np1} = 1,5 * G_1 = 1,5 * 34,766 = 52,1 \text{ кг}. \quad (1.42)$$

3.2 Расчёт обмотки ВН

Выбираем схему регулирования ВН по рисунку 3.2.1 с выводом концов от всех трёх фаз обмотки к одному трёхфазному переключателю.

Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 9,6 А.

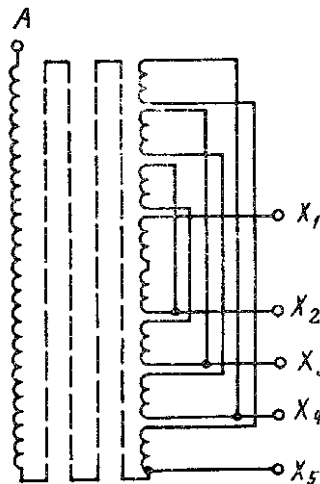


Рисунок 10 – Схема регулирования напряжения обмотки ВН

Наибольшее напряжение между контактами переключателя в одной фазе:

$$\text{Рабочее: } \frac{10}{\sqrt{3} * 100} * U_2 = \frac{10 * 6000}{\sqrt{3} * 100} = 346 \text{ В},$$

испытательное: $346 * 2 = 692 \text{ В}$.

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении:

$$\omega_{n2} = \omega_1 \frac{U_{\phi 2}}{U_{\phi 1}} = 49 * \frac{3464,102}{230,94} = 735, \text{ принимаем } 735 \text{ витков.} \quad (1.43)$$

Напряжение одного витка: $u_B = 4,713 \text{ В}$.

Число витков на одной ступени регулирования:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = 150 \text{ В},$$

$$\omega_p = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} * u_B} = \frac{6000}{\sqrt{3} * 4,713} = 18,38 = 18 \text{ витков.} \quad (1.44)$$

Таблица 2 – Число витков в ответвлениях

Напряжение, В	Число витков на ответвлениях.
6300	$\omega_{p1} = \omega_{n2} + 2\omega_p = 771$
6150	$\omega_{p2} = \omega_{n2} + \omega_p = 753$
6000	$\omega_{p3} = \omega_{n2} = 735$
5850	$\omega_{p4} = \omega_{n2} - \omega_p = 717$
5700	$\omega_{p5} = \omega_{n2} - 2\omega_p = 699$

Ориентировочная плотность тока в обмотке ВН:

$$J_2 = 2 * J_{cp} - J_1 = 2 * 2,78 * 10^6 - 2,76 * 10^6 = 2,8 * 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (1.45)$$

Принимаем среднее значение для снижения потерь короткого замыкания и увеличения напряжения короткого замыкания: $J_2 = 2,7 * 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}$.

Ориентировочное сечение витка обмотки ВН:

$$I_2^1 = \frac{I_2}{J_2} = \frac{9,623}{2,7 * 10^6} = 3,56 \text{ мм}^2. \quad (1.46)$$

По мощности трансформатора, току на стержень, напряжению и сечению витка выбираем цилиндрическую, многослойную обмотку из круглого провода. (Таблица 5.8)

По сортаменту медного провода выбираем провод марки ПБ диаметром 2,12 мм сечением 3,53 мм² $ПБ\ 1 \times \frac{d_{вн}}{d'_{вн}} = 1 \times \frac{2,12}{2,52}$ с толщиной изоляции на две стороны $2\delta=0,4$ мм.

Число параллельных проводов: $n_{\epsilon 2} = 1$

Плотность тока:

$$J_2 = \frac{I_{2\phi}}{П_2} = \frac{9,623}{3,53 \cdot 10^{-6}} = 2,726 \cdot 10^6 \frac{A}{м^2}. \quad (1.47)$$

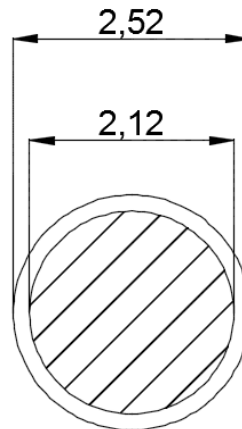


Рисунок 11 – Сечение витка обмотки ВН

Оценим найденное значение плотности тока в обмотке ВН от среднего значения плотности тока:

$$\Delta J = \frac{J_{cp} - J_2}{J_{cp}} * 100 = \frac{2,78 - 2,726}{2,78} * 100 = 1,945 \%. \quad (1.48)$$

Значение плотности тока в обмотке ВН, выдержанное близко к действительности средней плотности тока, отличается в соответствии с ГОСТом от последней не более чем на 10%.

Задаем высоту обмотки равной найденной по предварительному расчету: $l_2 = l_1$

Число витков в слое:

$$\omega_{\epsilon l 2} = \frac{l_2}{n_{\epsilon 2} * d'_{вн}} * 10^3 - 1 = \frac{0,342}{1 * 2,52} * 10^3 - 1 = 134,516, \quad (1.49)$$

принимаем: $\omega_{\epsilon l 2} = 135$.

Число слоев в обмотке:

$$n_{cl2} = \frac{\omega_{p1}}{\omega_{cl2}} = \frac{771}{135} = 5,711, \quad (1.50)$$

округляем до большего целого: $n_{cl2} = 6$.

Рабочее напряжение двух слоёв:

$$U_{мсл} = U_{\phi} * 2\omega_{cl2} = 4,713 * 2 * 135 = 1,273 * 10^3 \text{ В}. \quad (1.51)$$

Междуслойная изоляция по таблице 4.7. – кабельная бумага марки К-120 по ГОСТ 23436–83Е, три слоя толщиной 0,12 мм, $\delta_{мсл} = 2 * 0,12 = 0,24$.

Радиальный размер обмотки:

$$a_2 = [d'_{\text{вн}} * n_{cl2} + \delta_{мсл} (n_{cl} - 1) + 5] * 10^{-3} = [2,52 * 6 + 2 * 0,12(6 - 1) + 5] * 10^{-3} = 0,021 \text{ м}. \quad (1.52)$$

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_2' = D_1'' + 2 * a_{12} = 0,18 + 2 * 0,027 = 0,23 \text{ м}. \quad (1.53)$$

Внешний диаметр обмотки:

$$D_2'' = D_2' + 2 * a_2 = 0,23 + 2 * 0,021 = 0,27 \text{ м}. \quad (1.54)$$

Масса металла обмотки по (7.6).

Число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора: $c = 3$.

Средний диаметр обмотки:

$$D_{cp} = \frac{D_2' + D_2''}{2} = \frac{0,23 + 0,27}{2} = 0,25 \text{ м}. \quad (1.55)$$

Поверхность охлаждения: $n = 1,5$, $k = 0,83$.

$$P_{02} = c * n * k * \pi * (D_2' + D_2'') * l_2 = 3 * 1,5 * 0,83 * 3,14 * (0,23 + 0,27) * 0,342 = 2,006 \text{ м}^2. \quad (1.56)$$

Число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $n = 6$.

Число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния: $m = 135$.

Коэффициент добавочных потерь для обмотки ВН из прямоугольного медного провода при промышленной частоте 50 Гц.

Коэффициент поля рассеяния: $k_p = 0,95$.

$$\beta_2 = \frac{d_{\text{вн}} * 10^{-3} * m * k_p}{l_2} = \frac{2,12 * 10^{-3} * 135 * 0,95}{0,342} = 0,796, \quad (1.57)$$

$$k_{d2} = 1 + 0,044 * 10^8 * \beta_2^2 (d_{\text{вн}} * 10^{-3})^4 * n^2 = 1 + 0,044 * 10^8 * 0,634 * (2,12 * 10^{-3})^4 * 6^2 = 1,002. \quad (1.58)$$

Масса металла обмотки ВН:

$$G_2 = 28 * 10^3 * c * D_{\text{ср}} * \omega_{p1} * \Pi_2 = 28 * 10^3 * 3 * 0,25 * 771 * 3,53 = 57,2 \text{ кг}. \quad (1.59)$$

Основные потери:

$$P_{\text{осн1}} = 2,4 * 10^{-12} * J_2^2 * G_2 = 2,4 * 10^{-12} * 2,726 * 10^{12} * 57,2 = 1,021 * 10^3 \text{ Вт}, \quad (1.60)$$

$$q_{\text{вн}} = \frac{P_{\text{осн}} * k_{d2}}{\Pi_{02}} = \frac{1,021 * 10^3 * 1,002}{2,006} = 509,759. \quad (1.61)$$

Масса провода обмотки ВН:

$$G_{np2} = 0,03 * G_2 + G_2 = 0,03 * 57,227 + 57,227 = 58,9 \text{ кг}. \quad (1.62)$$

Масса металла (медь) двух обмоток:

$$G_2 = G_1 + G_2 = 34,766 + 57,227 = 91,993 \text{ кг}. \quad (1.63)$$

Масса провода (медь) двух обмоток:

$$G_{np} = G_{np1} + G_{np2} = 52,148 + 58,9 = 111,1 \text{ кг}. \quad (1.64)$$

Выбрали конструкции обмоток НН и ВН, подобрали сечения проводов и оценили тепловое состояние спроектированных обмоток. У обоих обмоток расчетные значения плотностей теплового потока не превышают предельно допустимого значения в 1000 Вт/м^2 , значит обмотки спроектированы верно.

4. Расчёт параметров короткого замыкания

4.1 Определение потерь короткого замыкания

Основные потери короткого замыкания определяются согласно:

Обмотка НН:

$$P_{осн1} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 \cdot G_{01} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot 7,616 \cdot 10^{12} \cdot 34,766 = 685,5 \text{ Вт.} \quad (1.65)$$

Обмотка ВН:

$$P_{осн2} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J_2^2 \cdot G_{02} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot 7,431 \cdot 10^{12} \cdot 57,227 = 1200,6 \text{ Вт,} \quad (1.66)$$

$$P_{осн.н2} = P_{осн2} - 0,05 P_{осн2} = 1200,6 - 0,05 \cdot 1200,6 = 1140,54 \text{ Вт.} \quad (1.67)$$

Коэффициент учитывающий отклонение реального поля от идеального параллельного поля, вызванное конечным значение осевого размера обмоток.

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi \cdot l_2} = \frac{0,027 + 0,014 + 0,021}{3,14 \cdot 0,342} = 0,058. \quad (1.68)$$

Уточненный коэффициент Роговского:

$$k_p = 1 - \sigma = 1 - 0,058 = 0,942. \quad (1.69)$$

Основные потери в отводах рассчитываются следующим образом

Длина отводов определяется приближенно по (7.21):

$$l_{отв} = 7,5 \cdot l_1 = 7,5 \cdot 0,342 = 2,56 \text{ м.} \quad (1.70)$$

Масса отводов НН:

Плотность металла в обмотках: $\gamma = 8900 \text{ кг/м}^3$

$$G_{отв1} = l_{отв} \cdot \Pi_{отв1} \cdot \gamma = 2,56 \cdot 52,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8900 = 1,19 \text{ кг.} \quad (1.71)$$

Масса отводов ВН:

$$\Pi_{отв2} = \Pi_2 = 3,53 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2,$$

$$G_{отв2} = l_{отв} \cdot \Pi_{отв2} \cdot \gamma = 2,56 \cdot 3,53 \cdot 10^{-6} \cdot 8900 = 0,08 \text{ кг.} \quad (1.72)$$

Потери в отводах НН:

$$k = 2,4 \cdot 10^{-12}$$

$$P_{отв1} = k \cdot J_1^2 \cdot G_{отв1} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot 7,616 \cdot 10^{12} \cdot 1,19 = 21,79 \text{ Вт.} \quad (1.73)$$

Потери в отводах ВН

$$P_{отв2} = k * J_2^2 * G_{отв2} = 2,4 * 10^{-12} * 7,431 * 10^{-12} * 0,08 = 1,435 \text{ Вт.} \quad (1.74)$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции до выяснения размеров бака определяем приближенно по (7.25)

Коэффициент определяемый по таблице 7.1: $k = 0,015$

$$P_{\sigma} = 10 * k * S = 10 * 0,015 * 100 = 15 \text{ Вт.} \quad (1.75)$$

Полные потери короткого замыкания:

$$P_{\kappa} = P_{осн1} * \kappa_{\partial1} + P_{осн2} * \kappa_{\partial2} + P_{отв1} * \kappa_{\partial1} + P_{отв2} * \kappa_{\partial2} + P_{\sigma} = 365,5 * 1,009 + 969,54 * 1,002 + 21,79 * 1,009 + 1,435 * 1,002 + 15 = 1651,2 \text{ Вт,}$$

(3.76)

$$\text{т.е. } \frac{1651,2 * 100}{1970} = 83,8\% .$$

Расчетное значение потерь короткого замыкания меньше заданного, что удовлетворяет техническим требованиям по его отклонению (+5%).

4.2 Расчёт напряжения короткого замыкания

Активная составляющая:

$$u_a = \frac{P_{\kappa}}{10S} = \frac{1651}{10 * 100} = 1,651 \% . \quad (1.77)$$

Средний диаметр канала между обмотками:

$$d_{12} = \frac{D_1'' + D_2'}{2} = \frac{0,18 + 0,23}{2} = 0,202 \text{ м,} \quad (1.78)$$

$$\beta = \frac{\pi * d_{12}}{l_2} = \frac{3,14 * 0,202}{0,342} = 1,858 . \quad (1.79)$$

Ширина канала рассеяния:

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 0,027 + \frac{0,014 + 0,021}{3} = 0,039 \text{ м.} \quad (1.80)$$

Реактивная составляющая:

$$u_p = \frac{0,792 * f * S' * \beta * a_p * k_p}{u_B^2} = \frac{0,792 * 50 * 33,3 * 1,858 * 0,039 * 0,942}{22,213} = 4,018. \quad (1.81)$$

Напряжение короткого замыкания:

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2} = \sqrt{1,651^2 + 4,018^2} = 4.344 \% \quad \text{или} \quad \frac{4,344 * 100}{4,5} = 96,5 \% .$$

Расчетное значение напряжения короткого замыкания находится в границах допустимых отклонений ($\pm 5\%$) от заданного.

5. Расчёт магнитной системы трансформатора

5.1 Определение размеров магнитной системы и массы стали трансформатора

Принимаем конструкцию плоской трёхфазной шихтованной магнитной системы, собранной из пластин холоднокатаной текстурованной стали марки 3405 толщиной 0,30 мм. Стержни магнитной системы скрепляются бандажами из стеклоленты, ярма прессуются ярмовыми балками и шпильками. Прессовка стержня – путём забивания деревянных реек между стержнем и обмоткой НН.

Размеры пакетов для стержня диаметром 0,14 м. без прессующей пластины выбираются по таблице 3. Число ступеней в сечении стержня шесть, в сечении ярма пять.

Таблица 3 – Размеры пакетов стержня и ярма а×в мм

№ пакета	Стержень, мм	Ярмо (в половине поперечного сечения), мм
1	135×19	135×19
2	120×17	120×17
3	105×10	105×10
4	85×9	85×10
5	65×7	65×12
6	40×5	

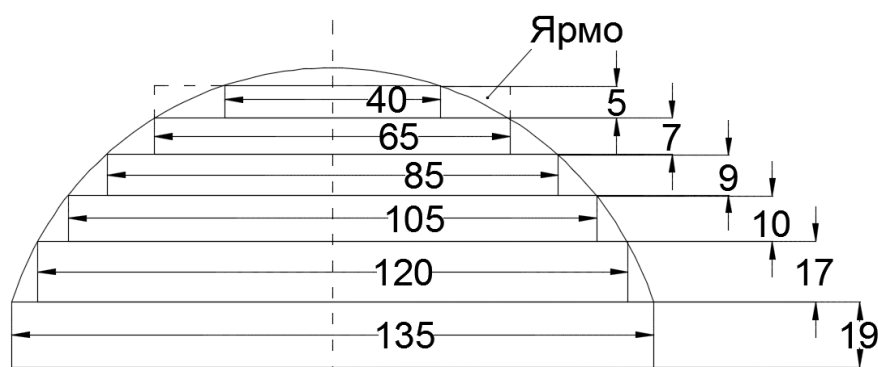


Рисунок 12 – Сечение стержня и ярма

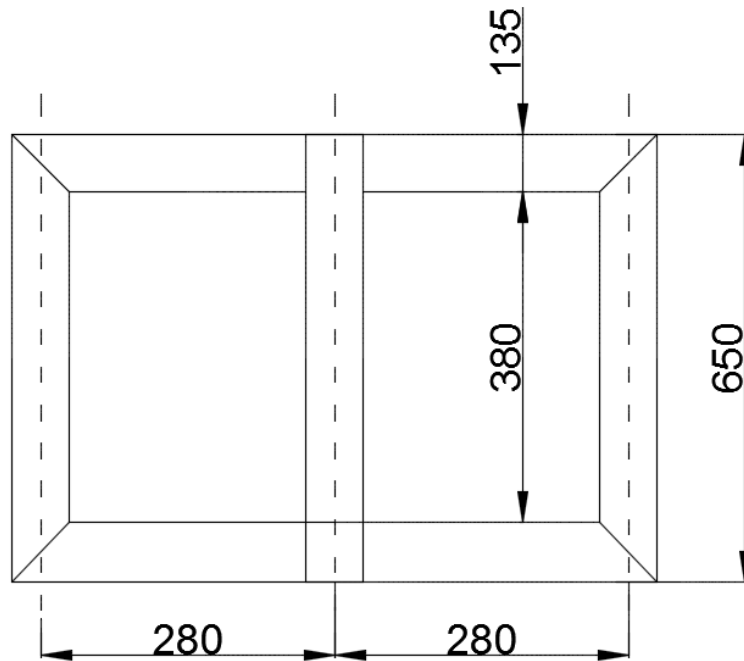


Рисунок 13 – Основные размеры магнитной системы

Общая толщина пакетов стержня (ширина ярма): $b = 0,135$ м.

Площадь ступенчатой фигуры сечения стержня и ярма по таблице 8.6:

$$П_{\phi c} = 141,5 * 10^{-4} \text{ м}^2, \quad П_{\phi я} = 144,0 * 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Объем угла магнитной системы по таблице 8.6:

$$V_y = 1620,0 * 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Активное сечение стержня:

$$П_c = k_z * П_{\phi c} = 0,97 * 141,5 * 10^{-4} = 0,01373 \text{ м}^2, \quad (1.82)$$

где: $k_z = 0,97$.

Активное сечение ярма:

$$П_я = k_z * П_{\phi я} = 0,97 * 144,0 * 10^{-4} = 0,01397 \text{ м}^2. \quad (1.83)$$

Объем угла стали магнитной системы по таблице 8.7:

$$V_{уст} = k_z * V_y = 0,97 * 1620,0 * 10^{-6} = 0,00157 \text{ м}^3. \quad (1.84)$$

Длина стержня магнитной системы:

$$l_c = l_1 + 2l_{02} = 0,342 + 2 * 0,02 = 0,381 \text{ м}. \quad (1.85)$$

Расстояние между осями соседних стержней

$$C = D_2'' + a_{22} = 0,272 + 0,008 = 0,28 \text{ м.} \quad (1.86)$$

Масса стали в стержнях и ярмах магнитной системы рассчитываем по (8.6), (8.8-8.13):

$\gamma_{cm} = 7650 \text{ кг/м}^3$ – плотность трансформаторной стали,

$$G_y = V_{ycm} * \gamma_{CT} = 0,00157 * 7650 = 12 \text{ кг.} \quad (1.87)$$

Масса стали ярм:

$c = 3$ - число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора

$$G'_y = 2(c-1) * \Pi_y * C * \gamma_{cm} = 2(3-1) * 0,01397 * 0,28 * 7650 = 119,5 \text{ кг,} \quad (1.88)$$

$$G''_y = 2G_y = 2 * 12,021 = 24 \text{ кг,} \quad (1.89)$$

$$G_y = G'_y + G''_y = 119,5 + 24 = 143,6 \text{ кг.} \quad (1.90)$$

Масса стали стержней:

$a_{1y} = 0,135$ по рисунку 8.14.

$$G'_c = 3(\Pi_c * a_{1y} * \gamma_{cm} - G_y) = 3(0,014 * 0,135 * 7,65 * 10^3 - 12,021) = 6,5 \text{ кг,} \quad (1.91)$$

$$G_c = G'_c + G''_c = 120,2 + 6,5 = 126,7 \text{ кг.} \quad (3.92)$$

Полная масса стали плоской магнитной системы:

$$G_{cm} = G_c + G_y = 126,7 + 143,6 = 270,2 \text{ кг.} \quad (1.93)$$

5.2 Расчет потерь холостого хода

Действительная индукция в стержне:

$$B_c = \frac{u_B}{4,44 * f * \Pi_c} = \frac{4,713}{4,44 * 50 * 0,014} = 1,55 \text{ Тл.} \quad (1.94)$$

Действительная индукция в ярме:

$$B_y = \frac{u_B}{4,44 * f * \Pi_y} = \frac{4,713}{4,44 * 50 * 0,014} = 1,52 \text{ Тл.} \quad (1.95)$$

Индукция на косом стыке:

$$B_{\text{кoc}} = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = \frac{1,55}{\sqrt{2}} = 1,094 \text{ Тл.} \quad (1.96)$$

Площади сечения немагнитных зазоров на прямом стыке среднего стержня равны соответственно активным сечениям стержня и ярма.

Площадь сечения стержня на косом стыке:

$$P_{\text{кос}} = \sqrt{2} * P_c = \sqrt{2} * 0,014 = 0,0194 \text{ м}^2. \quad (1.97)$$

Удельные потери для стали стержней, ярм и стыков находим по таблице 8.10 для стали марки 3405 толщиной 0,30 мм, при шихтовке в одну пластины:

при $B_c=1,55$ Тл, $p_c=1,093$ Вт/кг, $p_{c3}=622,5$ Вт/м²;

при $B_y=1,52$ Тл, $p_y=1,038$ Вт/кг, $p_{y3}=600$ Вт/м²;

при $B_3=1,09$ Тл, $p_{\text{кос}}=320$ Вт/м².

Для плоской магнитной системе с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне, с многоступенчатым ярмом, без отверстий для шпилек, без отжига пластин после резки стали и удаления заусенцев, для определения потерь холостого хода воспользуемся следующим выражением (8.32).

На основании §8.2 и таблице 8.12, 8.13 принимаем:

$$k_{np} = 1,05, \quad k_{nz} = 1,02, \quad k_{ня} = 1, \quad k_{nn} = 1,02, \quad k_{nni} = 1,01, \quad k_{ny} = 10,64.$$

Потери холостого хода:

$$\begin{aligned} P'_x &= \left[k_{np} * k_{nz} \left(p_c * G_c + p_y * G'_y - 6 * p_y * G_y + \frac{p_c + p_y}{2} * k_{ny} * G_y \right) \right] * (k_{ня} * k_{nn} * k_{nni}) = \\ &= \left[1,05 * 1,02 \left(1,093 * 126,634 + 1,038 * 119,524 - 6 * 1,038 * 12,021 + \frac{1,093 + 1,038}{2} * 10,64 * 12,021 \right) \right] * \\ &* 1 * 1,02 * 1,01 = 357 \text{ Вт}, \end{aligned} \quad (3.98)$$

$$\text{что составляет } \frac{P'_x}{P_0 * 10^3} * 100 = \frac{357 * 100}{365 * 10^3} = 97,9 \ \%.$$

Расчетное значение потерь холостого хода меньше заданного. Расчет выполнен, верно.

5.3. Определение тока холостого хода

По таблице 8.17 определяем намагничивающие мощности для стали стержней, ярм и стыков для стали марки 3405 толщиной 0,30 мм:

при $B_c=1,55$ Тл, $q_c=1,416$ ВА/кг, $q_{сз}=15240$ ВА/м²;

при $B_я=1,52$ Тл, $q_я=1,321$ ВА/кг, $q_{яз}=15720$ ВА/м²;

при $B_з=1,09$ Тл, $q_{кoc}=2300$ ВА/м².

Для принятой конструкции магнитной системы и технологии ее изготовления принимаем коэффициенты по таблице 8.12, 8.20 и 8.21:

$$k_{mp} = 1,49, \quad k_{mз} = 1,01, \quad k_{мл} = 1,25, \quad k_{мя} = 1,0, \quad k_{mn} = 1,045, \quad k_{mu} = 1,01, \\ k_{my} = 42,45.$$

Полная намагничивающая мощность холостого хода:

$$Q_X = \left[k_{TP} * k_{Tз} \left(q_c * G_c + q_я * G'_я - 6 * q_я * G_y + \frac{q_c + q_я}{2} * k_{Ty} * k_{T,III} * G_y \right) \right] * (k_{TЯ} * k_{TII} * k_{TIII}) = \\ = \left[1,49 * 1,01 \left(1,416 * 126,634 + 1,321 * 119,524 - 6 * 1,321 * 119,524 + \frac{1,416 + 1,321}{2} * 42,45 * 1,25 * 12,021 \right) \right] * \\ * 1,00 * 1,045 * 1,01 = 1771 \text{ Вт.} \quad (1.99)$$

Ток холостого хода:

$$i_0 = \frac{Q_X}{10 * S} = \frac{1771}{10 * 100} = 1,771 \%, \quad (1.100)$$

$$\text{или } \frac{i'_x}{i_0} * 100 = \frac{1,771 * 100}{2,6} = 68,1 \%.$$

Расчетное значение тока холостого хода меньше заданного. Расчет выполнен, верно.

6. Тепловой расчёт трансформатора

6.1. Тепловой расчёт обмоток

Внутренний перепад температуры:

Обмотка НН:

$$\Theta_{01} = q_1 \frac{\delta}{\lambda_{из}} = 321 \frac{0,25 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 0,472 \text{ } ^\circ\text{C} , \quad (1.101)$$

где $\delta=0,25 \cdot 10^{-3}$ м - толщина изоляции провода на одну сторону;

$\lambda_{из}=0,17$ Вт/(м²·°C) – теплопроводность кабельной бумаги в масле;

$q_{нн}=321$ – плотность теплового потока.

Обмотка ВН:

$$\Theta_{02} = q_2 \frac{\delta}{\lambda_{из}} = 976 \frac{0,2 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 1,15^\circ\text{C} , \quad (1.102)$$

где $\delta=0,2 \cdot 10^{-3}$ м - толщина изоляции провода на одну сторону;

$\lambda_{из}=0,17$ Вт/(м²·°C) – теплопроводность кабельной бумаги в масле;

$q_{вн}=509$ – плотность теплового потока.

Перепад температуры на поверхности обмоток:

Обмотка НН:

$$\Theta_{ом1} = 0,35 * K_1 * K_2 * K_3 * q_1^{0,6} = 0,35 * 1 * 1,1 * 0,8 * 321^{0,6} = 9,828 \text{ } ^\circ\text{C} , \quad (1.103)$$

где $K_1=1$ - для естественного масляного охлаждения;

$K_2=1,1$ - для внутренней обмотки НН;

$K_3=0,8$ - для конвекции масла относительно ширины каналов;

Обмотка ВН:

$$\Theta_{ом2} = 0,35 * K_1 * K_2 * K_3 * q_2^{0,6} = 0,35 * 1 * 1 * 0,8 * 509^{0,6} = 9,493 \text{ } ^\circ\text{C} , \quad (1.104)$$

где $K_1=1$ - для естественного масляного охлаждения;

$K_2=1$ - для внутренней обмотки НН;

$K_3=0,8$ - для конвекции масла относительно ширины каналов;

Полные средний перепад температур от обмотки к маслу:

Обмотка НН:

$$\Theta_{o,m,cp} = \Theta_{01} + \Theta_{om1} = 0,472 + 9,828 = 10,3 \text{ }^{\circ}\text{C} . \quad (1.105)$$

Обмотка ВН:

$$\Theta_{o,m,cp} = \Theta_{02} + \Theta_{om2} = 0,6 + 9,493 = 10,092 \text{ }^{\circ}\text{C} . \quad (1.106)$$

6.2. Тепловой расчёт бака

По таблице 9.4 в соответствии с мощностью трансформатора выбираем конструкцию бака со стенками в виде волн.

Изоляционные расстояние отводов определяем до прессующей балки верхнего ярма и стенки бака. До окончательной разработки конструкции трансформатора внешние габариты прессующих балок принимаем равными внешнему габариту обмотки ВН.

Изоляционные расстояния и размеры:

$S_1 = 20$ мм, для отвода $U_{вн,исп} = 25$ кВ, (покрытие 2мм, расстояние до стенки бака);

$S_2 = 15$ мм, для отвода $U_{вн,исп} = 25$ кВ, (покрытие 2мм, расстояние до стенки бака);

$S_3 = 25$ мм, для отвода $U_{вн,исп} = 5$ кВ, (отвод без покрытия);

$S_4 = 25$ мм, для отвода $U_{вн,исп} = 25$ кВ, (отвод без покрытия);

$d_1 = 20$ - диаметр изолированного отвода обмотки ВН, мм;

$d_2 = 10$ - диаметр изолированного отвода обмотки НН, мм.

Минимальная ширина бака:

$$B = D_2'' + (S_1 + S_2 + d_1 + S_3 + S_4 + d_2) * 10^{-3} = 0,272 + (20 + 15 + 25 + 10 + 25 + 20) * 10^{-3} = 0,387 \text{ м} . \quad (1.107)$$

Принимаем $B = 0,500$ м (при расположении магнитной системы в центре бака).

Длина бака:

$$A = 2 * C + D_2'' + 2 * S_5 * 10^{-3} = 2 * 0,28 + 0,272 + 2 * 60 * 10^{-3} = 0,951 \text{ м}, \quad (1.108)$$

принимаем: $A = 1,000 \text{ м}$.

где $S_5 = S_3 + d_2 + S_4 = 25 + 10 + 25 = 60 \text{ мм}$ - для естественного масляного охлаждения.

Глубина бака:

$$H = H_{АЧ} + H_{ЯК}, \quad (1.109)$$

где принимаем расстояние от верхнего ярма до крышки бака при горизонтальном расположении над ярмом переключателя ответвлений обмотки ВН по таблице 9.5: $H_{ЯК} = 0,16 \text{ м}$.

$$H_{АЧ} = l_c + 2 * h_{я} + n * 10^{-3} = 0,381 + 2 * 0,110 + 40 * 10^{-3} = 0,642 \text{ м}, \quad (1.110)$$

где $h_{я} = 0,110$ - высота ярма, м;

$n = 40$ - толщина бруса между дном и нижним ярмом, мм.

$$H = 0,642 + 0,16 = 0,802 \approx 0,800 \text{ м}.$$

Для выбранного типа бака принимаем:

Толщина волны - $c=d=12 \text{ мм}$;

Расстояние между соседними волнами - $a = c * 2,5 = 12 * 2,5 = 30 \text{ мм}$;

Высота волны - $H_b = H - 0,1 = 0,800 - 0,1 = 0,700 \text{ м}$;

Толщина стенки - $\delta=1,0 \text{ мм}$;

Ширина волны $b=80 \text{ мм}$.

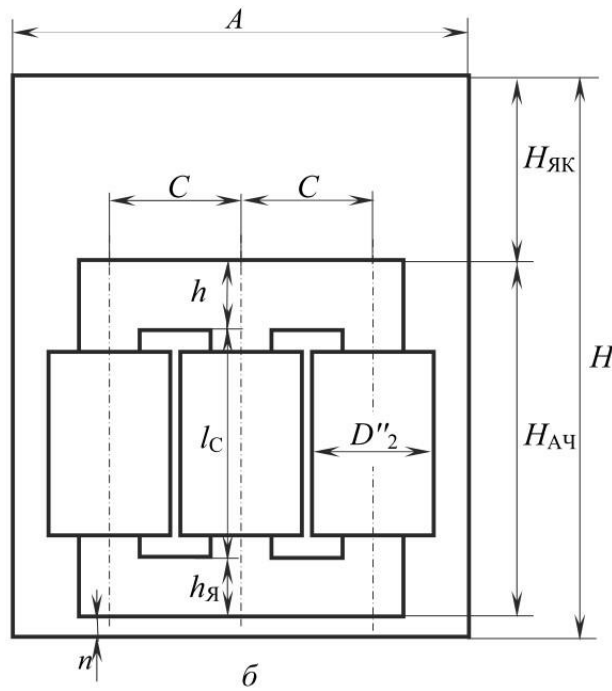


Рисунок 14 – Эскиз бака трансформатора

Поверхность излучения стенки:

$$\Pi_{IB} = [2(A-B) + \pi(B + 2 \cdot b \cdot 10^{-3})] \cdot H_B = [2(1,0 - 0,5) + 3,14(0,5 + 2 \cdot 80 \cdot 10^{-3})] \cdot 0,7 = 2,156 \text{ м}^2. \quad (1.111)$$

Шаг волны стенки:

$$t = (a + c + 2 \cdot \delta) \cdot 10^{-3} = (30 + 12 + 2 \cdot 1,0) \cdot 10^{-3} = 0,044 \text{ м}. \quad (1.112)$$

Развёрнутая длина волны:

$$l_B = (2 \cdot b + t - 0,86d) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 80 + 44 - 0,86 \cdot 12) \cdot 10^{-3} = 0,15 \text{ м}. \quad (1.113)$$

Число волн:

$$m = \frac{2(A-B) + \pi B}{t} = \frac{2(1,0 - 0,5) + 3,14 \cdot 0,5}{0,044} = 59 \text{ волн}. \quad (1.114)$$

K_B - коэффициент, учитывающий ухудшение конвекции:

$$K_B = 1 - \frac{b^2}{190 \cdot a^2} = 1 - \frac{80^2}{190 \cdot 30^2} = 0,96. \quad (3.115)$$

Поверхность конвекции стенки:

$$\Pi_{KB} = m \cdot l_B \cdot K_B \cdot H_B = 59 \cdot 0,15 \cdot 0,963 \cdot 0,96 = 5,965 \text{ м}^2. \quad (3.116)$$

Поверхность крышки бака:

$$\Pi_{KP} = (A - B) * B + \frac{\pi B^2}{4} = (1,0 - 0,5) * 0,5 + \frac{3,14 * 0,5^2}{4} = 0,446 \text{ м}^2. \quad (1.117)$$

Поверхность верхней рамы бака:

$$\Pi_P = 0,1 * t * m = 0,1 * 0,044 * 59 = 0,26 \text{ м}^2. \quad (1.118)$$

Полная поверхность излучения бака:

$$\Pi_{II} = \Pi_{IIБ} + \Pi_P + \Pi_{KP} * 0,5 = 2,156 + 0,26 + 0,446 * 0,5 = 2,639 \text{ м}^2. \quad (1.119)$$

Полная поверхность конвекции бака:

$$\Pi_K = \Pi_{KB} + \Pi_P + \Pi_{KP} * 0,5 = 5,965 + 0,26 + 0,446 * 0,5 = 6,448 \text{ м}^2. \quad (1.120)$$

6.3. Окончательный расчёт превышения температуры обмоток и масла

Среднее превышение температуры стенки бака над температурой окружающего воздуха:

$$\Theta_{BB} = \left[\frac{1,05(P_K + P_X)}{2,8\Pi_{II} + 2,5\Pi_K} \right]^{0,8} = \left[\frac{1,05(1651 + 357,35)}{2,8 * 2,639 + 2,5 * 6,448} \right]^{0,8} = 36,5 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (1.121)$$

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки над температурой стенки бака:

$$\Theta_{MB} = 0,165 \left[\frac{1,05(P_K + P_X)}{\sum \Pi_K} \right]^{0,6} = 0,165 \left[\frac{1,05(1651 + 357,36)}{6,68} \right]^{0,6} = 5,21 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.122)$$

$\Sigma \Pi_K$ -поверхность конвекции бака без учёта коэффициента ухудшения конвекции.

$$\sum \Pi_K = m * l_B * H_B + \Pi_P + \Pi_{KP} * 0,5 = 59 * 0,15 * 0,70 + 0,26 + 0,446 * 0,5 = 6,68 \text{ м}^2. \quad (1.123)$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающего воздуха:

$$\Theta_{MBB} = 1,2(\Theta_{BB} + \Theta_{MB}) = 1,2(36,45 + 5,213) = 50,05 \text{ } ^\circ\text{C} < 60^\circ\text{C}. \quad (1.124)$$

Превышение температуры обмоток над температурой окружающего воздуха

$$\text{НН: } \Theta_{OB} = \Theta_{OM1} + \Theta_{MB} + \Theta_{BB} = 0,472 + 5,213 + 36,49 = 52,01 \text{ } ^\circ\text{C} < 65^\circ\text{C}; \quad (1.125)$$

$$\text{ВН: } \Theta_{OB} = \Theta_{OM2} + \Theta_{MB} + \Theta_{BB} = 9,49 + 5,213 + 36,49 = 51,8 \text{ } ^\circ\text{C} < 65^\circ\text{C}. \quad (1.126)$$

Расчетное значение температур обмоток находится меньше допустимого отклонения ($<65^\circ\text{C}$).

6.4. Приближённое определение массы конструктивных материалов и масла трансформатора

Масса активной части трансформатора:

$$G_{Aч} = 1,2(G_{ПР} + G_{СТ}) = 1,2(111,09 + 270,2) = 457,5 \text{ кг}. \quad (1.127)$$

Объём бака:

$$V_B = H_B \left[(A - B) * B + B^2 * \frac{\pi}{4} \right] = 0,7 \left[(1,0 - 0,5) * 0,5 + 0,5^2 * \frac{\pi}{4} \right] = 0,31 \text{ м}^3. \quad (1.128)$$

Объём активной части:

$$V_{Aч} = \frac{G_{Aч}}{\gamma_{Aч}} = \frac{457,5}{5500} = 0,08 \text{ м}^3. \quad (1.129)$$

где $\gamma_{Aч} = 5500 \text{ кг/м}^3$ — средняя плотность активной части для трансформатора с медными обмотками.

Объём масла в баке:

$$V_M = V_B - V_{Aч} = 0,313 - 0,08 = 0,23 \text{ м}^3. \quad (1.130)$$

Масса масла в баке:

$$G_M = V_M * \rho = 0,23 * 900 = 206,93 \text{ кг}, \quad (1.131)$$

где $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ — плотность масла.

Объём масла в расширителях:

$$V_M = 0,1 * V_B = 0,1 * 0,313 = 0,031 \text{ м}^3. \quad (1.132)$$

Масса масла в расширителях:

$$G_{pac} = V_B * \rho = 0,031 * 900 = 28,18 \text{ кг} . \quad (1.133)$$

Общий объем масла:

$$\begin{aligned} V_M &= 1,05 * (0,9 * (V_B - V_{AЧ}) + V_{pac}) = 1,05 * (0,9 * (0,313 - 0,083) + 0,031) = \\ &= 0,25 \text{ м}^3 . \end{aligned} \quad (1.134)$$

Общая масса масла:

$$G_M = V_M * \rho = 0,25 * 900 = 225,14 \text{ кг} . \quad (1.135)$$

Масса стенки:

$$\begin{aligned} G_C &= j_{CT} * \delta [H_B * m * l_B + 0,1(2(A - B) + \pi B)] = \\ &= 7650 * 0,0008 [0,70 * 59 * 0,15 + 0,1(2 * (1,0 - 0,5) + 3,14 * 0,5)] = 39,5 \text{ кг} . \end{aligned} \quad (1.136)$$

Масса крышки:

$$G_{KP} = j_{CT} * \delta_{KP} * \Pi_{KP} = 7650 * 0,006 * 0,446 = 20,5 \text{ кг} . \quad (1.137)$$

Масса дна:

$$G_\delta = j_{CT} * \delta_\delta * \Pi_{KP} = 7650 * 0,004 * 0,446 = 13,658 \text{ кг} . \quad (1.138)$$

Общая масса трансформатора (ориентировочно):

$$G_T = 1,05 * (G_{AЧ} + G_M + G_B) = 1,05 * (457,5 + 225,14 + 73,64) = 795 \text{ кг} . \quad (1.139)$$

7. Оценка эксплуатационных свойств трансформатора

7.1. Внешние характеристики

Зависимости $U_{HH} = f(k_{нз})$, рассчитываем при питании обмотки ВН понижающего трансформатора номинальным напряжением номинальной частоты при изменении величины симметричной нагрузки и заданном значении, при активно-индуктивной нагрузке $\cos \varphi_2 = 0,7$, при активно-емкостной $\cos(-\varphi_2) = 0,8$.

При коэффициенте нагрузки трансформатора $k_{нз} = 1,0$ (работа при номинальной нагрузке):

– для активно-индуктивной нагрузки изменение напряжения трансформатора

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2) = 1,0 \cdot (1,651 \cdot 0,7 + 4,018 \cdot 0,714) = 4,025, \% \quad (1.140)$$

где u_a, u_p – расчетные значения активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания, %;

$$\text{при } \cos \varphi_2 = 0,7 \quad \sin \varphi_2 = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2} = \sqrt{1 - 0,7^2} = 0,714, \text{ о.е.}$$

Фазное (линейное) напряжение обмотки НН

$$U_{HH} = 100 - \Delta U = 100 - 4,025 = 95,975, \% \quad (1.141)$$

– для активно-емкостной нагрузки изменение напряжения трансформатора

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos(-\varphi_2) + u_p \sin(-\varphi_2)) = 1,0 \cdot (1,651 \cdot 0,8 - 4,018 \cdot 0,6) = -1,09, \% \quad (1.142)$$

где при $\cos(-\varphi_2) = 0,8$

$$\sin(-\varphi_2) = -\sqrt{1 - \cos^2(-\varphi_2)} = -\sqrt{1 - 0,8^2} = -0,6, \text{ о.е.}$$

Фазное (линейное) напряжение обмотки НН

$$U_{HH} = 100 - \Delta U = 100 + 1,09 = 101,09, \% \quad (1.143)$$

Результаты расчета внешних характеристик при изменении коэффициента нагрузки в диапазоне значений $k_{н2} = 0 \div 1,25$ для обоих характеров нагрузки приведены в табл. 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов внешних характеристик трансформатора

Коэффициент нагрузки $k_{н2}$, о.е.		0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25
Активно-индуктивная $\cos \varphi_2 = 0,7$	$\Delta U, \%$	0	1,006	2,012	3,018	4,025	5,031
	$U_{HH}, \%$	100	98,994	97,988	96,982	95,975	94,969
Активно-емкостная $\cos(-\varphi_2) = 0,8$	$\Delta U, \%$	0	-0,272	-0,545	-0,817	-1,09	-1,362
	$U_{HH}, \%$	100	100,273	100,545	100,818	101,09	101,363

По результатам расчетов построим внешние характеристики трансформатора в одних осях координат (рисунок 15).

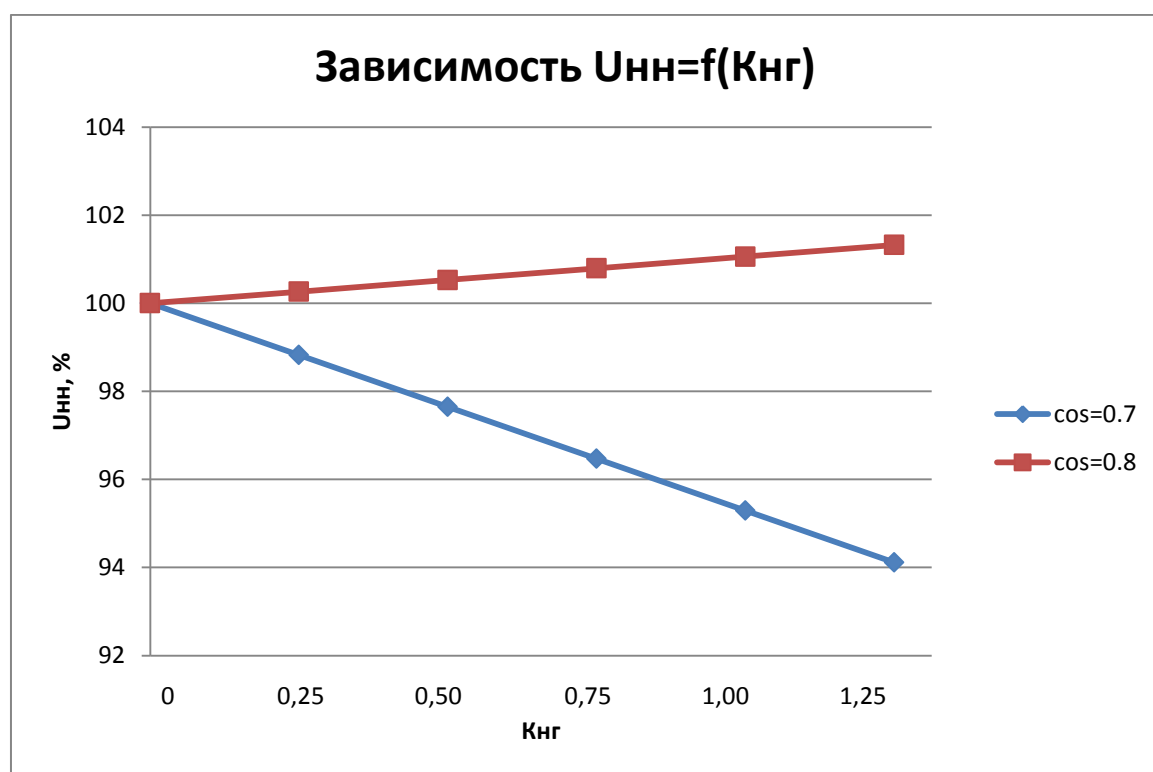


Рисунок 15 – Внешние характеристики трансформатора

Изменение вторичного напряжения ΔU зависит от величины нагрузки и от характера этой нагрузки. Отрицательные значения ΔU при работе

трансформатора с емкостной нагрузкой соответствуют повышению напряжения с увеличением коэффициента нагрузки. Наибольшее изменение вторичного напряжения $\Delta U = 4,025\%$ соответствует активно-индуктивной нагрузке при $\cos \varphi_2 = 0,7$ и коэффициенту нагрузки $k_{нз} = 1,0$, т.к. длительная перегрузка трансформатора недопустима.

7.2. Зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$

Зависимости отклонения напряжения на клеммах вторичной обмотки от характера симметричной нагрузки $\Delta U = f(\varphi_2)$ рассчитываем при питании трансформатора со стороны обмотки ВН номинальным напряжением номинальной частоты. Трансформатор работает при симметричной нагрузке неизменной величины. Расчет ведем для двух заданных значений коэффициента нагрузки $k_{нз} = 0,5; 1,0$.

При коэффициенте нагрузки трансформатора $k_{нз} = 0,5$:

– при угле $\varphi_2 = -30^\circ < 0$ $\cos \varphi_2 = 0,866$, $\sin \varphi_2 = -0,5$

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos(-\varphi_2) + u_p \sin(-\varphi_2)) = 0,5 \cdot (1,651 \cdot 0,866 - 4,018 \cdot 0,5) = -0,2896, \% \quad (1.144)$$

– при угле $\varphi_2 = 30^\circ > 0$ $\cos \varphi_2 = 0,866$, $\sin \varphi_2 = 0,5$

$$\Delta U \approx k_{нз} (u_a \cos(-\varphi_2) + u_p \sin(-\varphi_2)) = 0,5 \cdot (1,651 \cdot 0,866 + 4,018 \cdot 0,5) = 1,7193, \% \quad (1.145)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов зависимостей $\Delta U = f(\varphi_2)$

$\Delta U = f(\varphi_2)$							
φ_2 , град	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
$k_{нз} = 0,5$	-2.009	-1.7277	-1.3270	-0.8367	-0.2896	0.27911	0.8255
$k_{нз} = 1,0$	-4.018	-3.4554	-2.6541	-1.6735	-0.5792	0.55822	1.651

Окончание таблицы 10.

$\Delta U = f(\varphi_2)$						
φ_2 , град	90	75	60	45	30	15
$k_{нз} = 0,5$	2.009	2.15367	2.15254	2.00399	1.71938	1.31575
$k_{нз} = 1,0$	4.018	4.30734	4.30509	4.00798	3.43876	2.63151

По результатам расчетов построим зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$ в одних осях координат (рисунок 16).

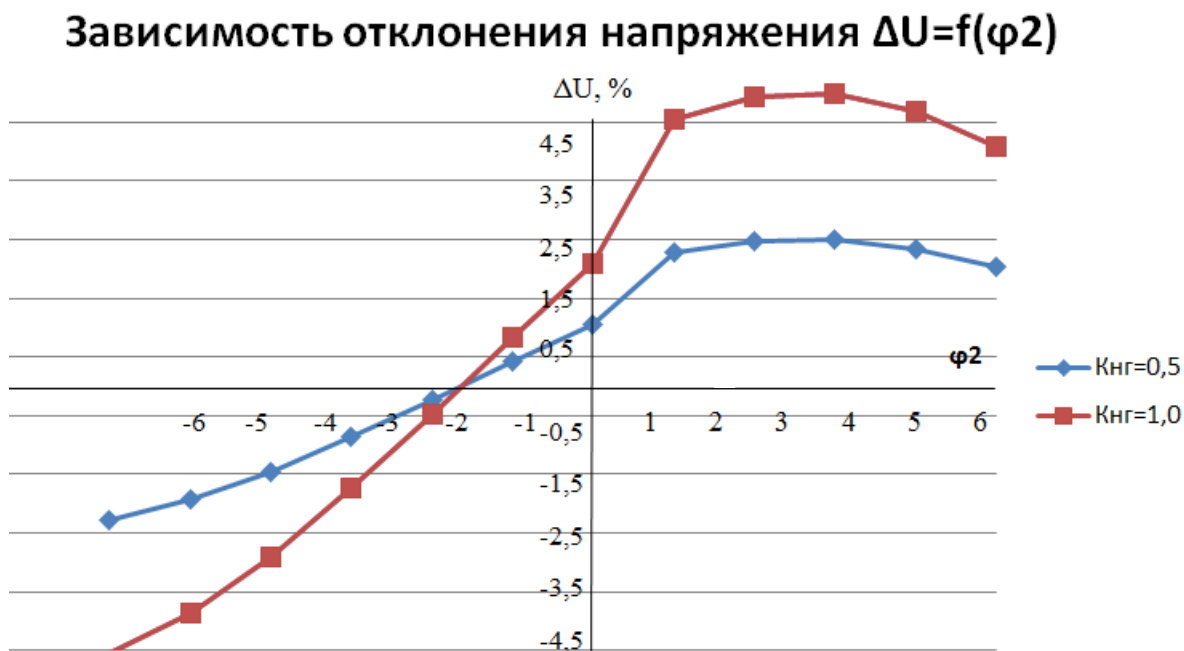


Рисунок 16 – Зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$

При $\varphi_2 > 0$ зависимости $\Delta U = f(\varphi_2)$ соответствуют смешанной активно-индуктивной нагрузке, а при $\varphi_2 < 0$ – активно-емкостной. При активно-индуктивной нагрузке вторичное напряжение трансформатора падает, а в случае активно-емкостной нагрузки при $\varphi_2 < 0$ оно повышается.

7.3. Зависимости $\eta = f(k_{нг})$

Зависимости коэффициента полезного действия от величины симметричной нагрузки рассчитываем при питании трансформатора со стороны обмотки ВН номинальным напряжением номинальной частоты, при заданном коэффициенте мощности ($\cos \varphi_2 = 0,7 = const$) активно-индуктивного и активно-емкостного характера нагрузки.

Согласно заданному варианту при активно-индуктивной нагрузке $\cos \varphi_2 = 0,7$ и при активно-емкостной нагрузке $\cos(-\varphi_2) = 0,8$.

Трансформатор работает с максимальным коэффициентом полезного действия при коэффициенте нагрузки

$$k_{H2(\eta_{\max})} = \sqrt{\frac{P_0}{P_K}} = \sqrt{\frac{0,357}{1,651}} = 0,465, \text{ о.е.} \quad (1.146)$$

Коэффициент полезного действия определяем по формуле

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + k_{H2}^2 P_K}{k_{H2} S_H \cos \varphi_2 + P_0 + k_{H2}^2 P_K} \quad (1.147)$$

где P_0 – расчетное значение потерь холостого хода, кВт; P_K – расчетное значение потерь короткого замыкания, кВт.

Рассчитаем максимальное значение коэффициента полезного действия при $k_{H2} = 0,445$

– при активно-индуктивной нагрузке ($\cos \varphi_2 = 0,7$)

$$\eta = 1 - \frac{0,357 + 0,465^2 \cdot 1,651}{0,465 \cdot 100 \cdot 0,7 + 0,357 + 0,465^2 \cdot 1,651} = 0,9785, \text{ о.е.};$$

– при активно-емкостной нагрузке ($\cos(-\varphi_2) = 0,8$)

$$\eta = 1 - \frac{0,357 + 0,465^2 \cdot 1,651}{0,465 \cdot 100 \cdot 0,8 + 0,357 + 0,465^2 \cdot 1,651} = 0,9812, \text{ о.е.}$$

Результаты расчетов приведены в табл. 11.

Таблица 11– Результаты расчетов зависимостей $\eta = f(k_{H2})$

Коэффициент нагрузки	k_{H2}	0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	$k_{H2}(\eta_{\max})$
Активно-индуктивная нагрузка $\cos \varphi_2 = 0,7$	P_0 , кВт	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357
	$k_{H2}^2 \cdot P_K$	0	0.103	0.413	0.929	1.651	2.580	0.357
	$k_{H2} S_H \cos \varphi_2$	0	17.5	35	52.5	70	87.5	32.55
	η , о.е.	0	0.9744	0.9785	0.9761	0.9721	0.9675	0.9785
Активно-емкостная нагрузка $\cos(-\varphi_2) = 0,8$	P_0 , кВт	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357
	$k_{H2}^2 \cdot P_K$	0	0.103	0.413	0.929	1.651	2.580	0.357
	$k_{H2} S_H \cos \varphi_2$	0	20	40	60	80	100	37.2
	η , о.е.	0	0.9775	0.9811	0.9790	0.9755	0.9715	0.9812

По результатам расчетов построим зависимости $\eta = f(k_{н2})$ в одних осях координат (рисунки 17).

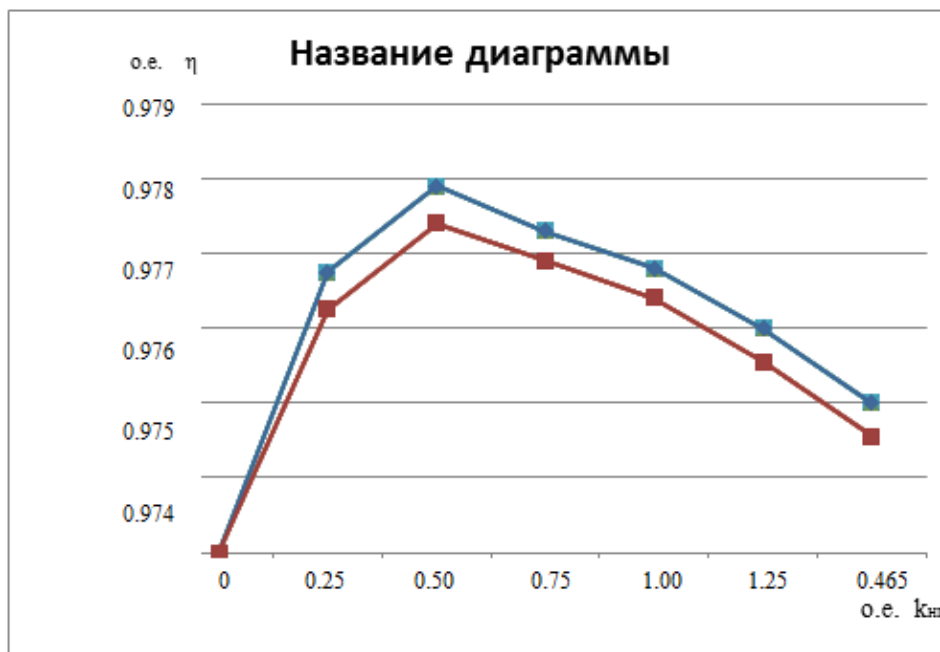


Рисунок 17 – Зависимости $\eta = f(k_{н2})$

Коэффициент полезного действия трансформатора зависит от величины и от характера нагрузки. Чем больше активная составляющая нагрузки, тем больше коэффициент полезного действия. Максимальное значение коэффициента полезного действия соответствует коэффициенту нагрузки $k_{н2} = 0,465$.