

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем  
электроснабжения  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка системы диагностики и мониторинга силового трансформатора»

Студент

Р.А. Губайдуллин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.В. Ермаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

«    »                      2019 г.

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

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

(личная подпись)

«    »                      2019 г.

Тольятти 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Анализ состояния распределительных сетей РФ. Обзор наиболее распространённых поломок трансформаторов. Выявление наиболее критичных характеристик для мониторинга и диагностики.....	7
1.1 Обзор состояния оборудования распределительных сетей РФ.....	7
1.2 Обзор характеристик трансформатора как предмета исследования.....	13
1.3 Анализ наиболее распространённых неисправностей трансформатора.....	17
2 Анализ современных методов мониторинга и диагностики характеристик силовых трансформаторов, выявление наиболее перспективных методов.....	21
2.1 Обзор систем мониторинга, предлагаемых на рынке.....	21
2.2 Обзор методов регистрации частичных разрядов.....	23
2.2.1 Метод радиочастотной регистрации частичных разрядов.....	23
2.2.1.1 Карты спектральной мощности.....	27
2.2.1.2 Критерий расстояния.....	28
2.2.1.3 Оптимизация роя частиц.....	31
2.2.1.4 Каноническая оптимизация роя частиц.....	32
2.2.1.5 Оптимизация роя частиц с изменяющейся во времени инерцией.....	33
2.2.1.6 Оптимизация роя частиц с лидером старения и претендентами.....	33
2.2.1.7 Классификация событий.....	37
2.2.2 Выявление частичных разрядов с использованием пьезоэлектрических датчиков.....	42
2.2.2.1 Частичный разряд в силовых трансформаторах.....	45
2.2.2.2 Пьезоэлектрические датчики.....	46

2.2.2.3	Анализ акустических сигналов (энергия и спектральная плотность) .....	47
2.2.2.4	Экспериментальная установка.....	47
2.3	Мониторинг уровня вибраций.....	51
2.3.1	Физическое происхождение механических колебаний.....	51
2.3.2	Вибрации, зависящие от напряжения.....	52
2.3.3	Зависимые от тока вибрации.....	53
2.3.4	Частотный спектр колебаний.....	54
2.3.5	Долгосрочное измерение.....	55
2.4	Анализ состояния трансформатора по состоянию трансформаторного масла.....	58
2.4.1	Диэлектрическая прочность трансформаторного масла.....	60
2.4.2	Удельное сопротивление трансформаторного масла.....	62
2.4.3	Коэффициент диэлектрических потерь трансформаторного масла.....	63
2.4.4	Кислотность трансформаторного масла.....	64
2.4.5	Содержание воды в трансформаторном масле.....	64
2.4.6	Межфазное поверхностное натяжение трансформаторного масла.....	65
2.4.7	Температура вспышки трансформаторного масла.....	65
2.4.8	Температура застывания трансформаторного масла.....	66
2.4.9	Вязкость трансформаторного масла.....	66
3	Определение концепции системы. Выбор номенклатуры компонентов системы. Расчет стоимости данной системы диагностики.....	69
3.1	Выбор концепции системы диагностики и мониторинга.....	69
3.2	Определение номенклатуры элементов системы.....	76
3.3	Оценка стоимости предложенной системы.....	83
	Заключение.....	85
	Список используемых источников.....	87

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа посвящена разработке относительно дешёвой системы мониторинга и диагностики характеристик относительно недорогих силовых трансформаторов в подстанциях 6-35/0,4кВ.

**Актуальность темы.** На сегодняшний день, рост потребления электроэнергии ускоряется с каждым годом быстрее, чем потребление какого-либо другого вида энергии. Основными точками роста потребления являются страны с развивающейся экономикой, такие как Индия и Китай.

Потребление электроэнергии в России составляет около 1.4трлн. кВтч, при ежегодном росте в пределах 4-5%. Выработка электроэнергии в России, по данным аналитического центра «СО ЕЭС», ежегодно увеличивается на 1,5-2,5%, следовательно, рост потребления электроэнергии идёт опережающими темпами.

С постоянным ростом потребления электрической энергии, к силовому электрооборудованию, в частности, к силовым трансформаторам предъявляются всё большие требования. Для обеспечения надёжной безаварийной работы трансформаторов, необходимо поддерживать оборудование в должном состоянии, своевременно производить обслуживание и ремонт вышедших из строя узлов, либо производить их замену.

Текущий парк трансформаторного оборудования РФ сильно изношен, особенно это касается оборудования распределительных сетей 6-35/0,4кВ. Срок эксплуатации сильно превышен, возникают аварийные ситуации, которые могут вызывать перебои в электроснабжении потребителей. На ближайшие 10 лет ФСК ЕЭС планирует провести глобальную модернизацию оборудования распределительных сетей.

Для предупреждения повреждений, аварий и увеличения эксплуатационного срока службы силовых трансформаторов, в последнее время наблюдается возрастающая тенденция использования систем мониторинга и диагностики. Внедрение систем диагностики на этапе

модернизации оборудования – самый подходящий для этого момент. Но такие системы на текущий момент достаточно дорогие и использовать их для относительно недорогого оборудования нецелесообразно. Самые бюджетные системы предлагают сильно ограниченный функционал, оставаясь при этом достаточно дорогими.

С учётом планов по модернизации трансформаторного оборудования распределительных сетей, актуальность внедрения относительно недорогих систем мониторинга и диагностики характеристик силовых трансформаторов довольно высокая.

**Цель и задачи работы.** Целью данной работы является повышение надёжности работы и снижение аварийности трансформаторов распределительных сетей 6-35/0,4кВ.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

- 1) Проанализировать состояние распределительных сетей РФ. Провести обзор наиболее распространённых поломок силовых трансформаторов. Выявить наиболее критичные характеристики для мониторинга и диагностики.
- 2) Проанализировать современные методы мониторинга и диагностики характеристик силовых трансформаторов, выявить наиболее перспективные методы.
- 3) Определить концепцию системы, выбрать номенклатуру компонентов данной системы и рассчитать стоимость данной системы диагностики.

**Новизна работы.** Предложена методика определения общего состояния трансформаторного масла, отличающаяся от используемых своей простотой и дешевизной, а также тем, что общее состояние масла определяется на основе показателя его мутности, а не на анализе его химического состава.

Предложена методика фиксирования частичных разрядов в силовых трансформаторах, отличающаяся от используемых дешёвой используемых пьезодатчиков, в отличие от используемых ВЧ/УВЧ регистраторов частичных разрядов и датчиков акустической эмиссии.

**Практическая значимость.** Предложенная система мониторинга и диагностики характеристик силового трансформатора имеет относительно низкую стоимость, что делает высокой целесообразность её применения для широкого парка трансформаторного оборудования распределительных сетей 6-35/0,4кВ с относительно низкой ценой.

**Методы исследования.** В данной работе проведён анализ наиболее распространённых неисправностей трансформаторов. Проведён сравнительный анализ методов мониторинга и диагностики характеристик силового трансформатора.

**Объектом исследования** является сама система мониторинга и диагностики характеристик силового трансформатора.

**Предметом исследования** является силовой трансформатор распределительных сетей 6-35/0,4 кВ

# **1 Анализ состояния распределительных сетей РФ. Обзор наиболее распространённых поломок трансформаторов. Выявление наиболее критичные характеристик для мониторинга и диагностики**

## **1.1 Обзор состояния оборудования распределительных сетей РФ**

Стабильное развитие и функционирование промышленных и аграрных секторов России возможно только при условии стабильного и качественного электроснабжения потребителей распределительными электрическими сетями, являющимися последним узлом в структуре системы обеспечения электроэнергией потребителей всех типов. Которые находятся в тесном взаимодействии с конкретными потребителями.

Для реализации данных условий, может потребоваться внедрение мероприятий по вопросам управления, организации и технического оснащению для достижения должных показателей надёжности, эффективной работы и повышение безопасности распределённых электрических сетей, и потребует внедрения новых и обоснованных технических решений.

Вопросы надёжности электросетей прорабатываются при проектировании в виде систем и схем. Согласно требованиям ФСК ЕЭС так же обязательным являются: составление технических требований для оборудования в системе диспетчерской диагностики, управления и мониторинга; требования для ликвидации аварийных ситуаций, для обслуживания и проведения ремонтных работ; требования также для обучения обслуживающего персонала.

Устранение причин снижения надёжности электросетей является главным инструментом в повышении общей надёжности. Среди способов для повышения надёжности можно выделить: особые конструктивные решения при выполнении системы; повышение надёжности отдельных узлов оборудования; организация резервных мощностей и дублирующего оборудования; организация управления оборудованием системы; организация процесса эксплуатации.

Среди основных причин, негативно влияющих на надёжность, можно выделить основные: поломки и выходы из строя; неправильная эксплуатация электрооборудования; превышение срока эксплуатации сверх возможностей оборудования; не соответствие реальных условий эксплуатации расчётным.

В условиях современной экономики, решающими задачами по управлению в распределительных электросетях являются:

- Технологическое обеспечение инфраструктуры распределительных электросетей для обеспечения равных условий и возможностей их использования всеми потребителями;
- Обеспечение электроэнергией, которая соответствует всем нормативным требованиям ГОСТ по показателям качества, её бесперебойным обеспечением. А так же выполнением всех условий электроснабжения, прописанных в договорах электроснабжения. При этом работа оборудования должна быть максимально безопасной и экологичной;
- Повышение доступности подключения к электросетям;
- Обеспечение недискриминированного доступа различных потребителей к электросетям при условии соблюдения потребителями договорных соглашений, правил использования при наличии возможности подключения потребителя к электросети;
- Снижение технических ограничений в разумных экономических пределах;
- Минимизация издержек при передаче, преобразовании и распределении электрической энергии путём внедрения современных технологий эксплуатации, обслуживания и выполнения ремонтных работ электрооборудования, обновление техники и внедрения энергосберегающих технологий.



Ниже представлены общие данные о состоянии электросетей России, а также по показателям качества электроэнергии, передаваемой потребителям (данные предоставлены в общем доступе при участии МОЭК, НТЦ электроэнергетики, а также других организаций) в общей структуре электрических сетей.

У энергоснабжающих организаций в данный момент на балансе находятся:

- 18.577 подстанций 35-220кВ и около 550.000 подстанций 6-35/0,38кВ с суммарной трансформаторной мощностью, установленной в них около 480.000.000кВА;
- примерно 2.820.000км ЛЭП 0,38-220 кВ, включая, 890.000км ЛЭП 0,38 кВ; 1.300.000км 6-10кВ; 204.000км 35кВ и 243.000км 110-220кВ.

Большинство линий электропередач выполнены по радиальной схеме, чаще всего оснащаются проводами марки АС либо алюминиевыми. На текущий момент ресурс эксплуатации отработало более 54.000км линий 35-110кВ, 593.000км линий 6-10кВ и более 500.000км линий 0.4кВ.

Примерно 33–38 % ВЛЭП, а также трансформаторного оборудования отработали нормативный эксплуатационный срок. В ближайшие несколько лет это значение может достигнуть 40%, если интенсивность переоснащения, модернизации, замены и технического переоснащения останутся на прежнем уровне.

В электроснабжении периодически наблюдаются проблемы. Продолжительность отключений потребителей от электроснабжения в среднем составляют около 100-110часов за календарный год. Хотя по классификации в развитых странах, хорошим считается электроснабжение, перебои с которым за календарный год не превышают 1часа. Для сетей с низким напряжением это значение немного выше.

Среднее количество отключений, связанных с авариями и поломками оборудования на линиях с напряжением до 35кВ, составило от 185 до 348 на 100км линий электропередач в календарный год.

Заметно моральное и техническое устаревание трансформаторов распределительных сетей, количество новых трансформаторов не превышает 7-9% от общего количества.

Понизительные подстанции 6-35кВ, в большинстве своём являются однострансформаторными, схема подключения к линиям электропередач как правило тупиковая. Около 13-15% от общего количества подстанций закрытого типа, при этом в неудовлетворительном состоянии находятся 14-17% подстанций.

На подстанциях с напряжением 6-35кВ крайне редко применяются средства РПН и ПБВ, бывают редкие случаи при поступлении большого количества жалоб на сильное отклонение напряжения сети в часы, когда нагрузка на сеть является пиковая.

Как результат, в некоторых удалённых точках электрической сети напряжением 0.4кВ, наблюдаются сильные отклонения напряжения и при измерении в разные часы, значения могут быть 160-185В, вместо положенных 220В.

Примером может быть строительство здания энергоцентра для обеспечения нужд складов сети супермаркетов «Магнит» в с.Васильевка Самарской области. Вся стройка большую часть времени была подключена к местной подстанции, при замерах напряжения днём, наблюдались значения в 140-170В, что ниже нормы на 20-40%, что крайне негативно сказывалось на времени и качестве проведения сварочных работ. Поэтому сварщикам приходилось работать после 22:00 вечера, когда нагрузка на сеть спадала.

На долю сетей 6-35кВ в календарный год в среднем наблюдается 27 отключений на каждые 100км линий электропередач, в то время как в сетях 0.4кВ это значение превышает 100 отключений в календарный год на 100км линий электропередач. Это говорит о том, что за последнее время показатели почти не изменились и показатели надёжности электроснабжения заметно отстают от показателей развитых стран.

Для наглядности как пример можно рассмотреть статистику аварийности (данные таблицы 1.1) и причины их вызвавшие электрооборудования в Ногинских ЭС, пришедшихся на период осень-зима 2011-2012г.

Таблица 1.1 - Статистика аварийности в 2011-2012г

Подразделение	Суммарное число происшествий		Дефицит электроэнергии тыс.кВт·час	Экономические потери млн.руб	В том числе: 2010/2011		
	2010-2011 гг.	2009-2010 гг.			В Подстанциях, шт.	В Линиях ЭлПередач, шт.	В Распределительных сетях .6-35 кВ, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8
Ногинские ЭС	47	32	59	277	11	9	36

Главными причинами аварий, которые привели к отключению электроснабжения, являлись: несвоевременное техническое обслуживание – 18случаев; воздействия третьих лиц – 5случаев; форс-мажорные ситуации в т.ч. стихийные бедствия – 22случая.

В наши дни наблюдается постоянное возрастание электрических нагрузок, значительный рост наблюдается в коммунальном и бытовом секторах. Если в 90-е годы потребление возрастало примерно на 3-5% в год, то сейчас эта цифра значительно выше и достигает 10-15% в год. Это значит, что за ближайшее десятилетие нагрузки могут вырасти в 2-5раз.

В таких условиях очень сложно предоставлять электроэнергию надлежащего качества и согласно ГОСТ 32144-2013, если показатели качества неудовлетворительные и виновной стороной окажутся энергоснабжающие компании понесут определённые штрафные санкции, и

если заранее этого не предусмотреть, то материальные потери компаний будут значительными.

За последнее десятилетие заметно увеличились потери электроэнергии в электрических сетях всех напряжений и составляют около 13%. Если взять отдельные энергоснабжающие компании – то локально эта величина может составлять до 30%, при этом обоснованных с технической точки зрения потерь 6-11%. Во многих развитых странах такие потери не превышают 3-9%, а коммерческие потери не превышают 1-2%.

В большинстве центров питания распределительных сетей у 80-90% потребителей установлено оборудование, отслужившее свой эксплуатационный срок, оно устаревшее как технически – так и морально. Часто со старым оборудованием учёта, для снятия показаний с которых требуется наличие персонала непосредственно на оборудовании.

В наиболее развитых странах, потери энергии в электросетях не превышают 5-10%: в США они не превышают 7-8%, в Японии они ниже 5%, в Великобритании около 6-7%.

В действующем Постановлении Правительства РФ о регулировании тарифов на электроэнергию, заложены 10-12% потерь, которые поставщик может включить в тариф, который будет оплачиваться потребителями, при этом потери сверх этой величины ляжет на поставщиков электроэнергии и, энергоснабжающие компании должны будут выкупать эти потери, чтобы их компенсировать.

Если величина потерь значительно превышает заложенный в Постановлении Правительства РФ уровень в 10-12% - значит энергоснабжающие компании будут нести значительные экономические убытки на миллионы рублей.

Внедрение системы непрерывной диагностики и мониторинга для трансформаторов понизительных подстанций 6-10/0.4кВ для бытовых потребителей позволит в режиме реального времени наблюдать за параметрами работы оборудования, иметь представление о его текущем

состоянии, на основании чего проводить своевременное обслуживание и ремонт именно тех узлов оборудования, которые в этом реально нуждаются, получать отчёты и графики основных показателей оборудования по месяцам\дням\часам, архивировать отчёты по характеристикам и иметь доступ к данным за последние несколько лет.

## **1.2 Обзор характеристик трансформатора как предмета исследования**

Главной задачей силового трансформатора, как электрической машины, является преобразование тока с пропорциональным изменением напряжения, в зависимости от коэффициента трансформации, без изменения частоты. Этот процесс можно объяснить явлением электромагнитной индукции, в частности — взаимодействием обмоток трансформатора. При протекании переменного тока по первичной обмотке трансформатора, в ней возникает переменное магнитное поле, которое своими силовыми линиями пронизывает каждый виток вторичной обмотки трансформатора. Так как магнитное поле является переменным, то его силовые линии совершают перемещение относительно вторичной обмотки трансформатора, пересекая её витки. Во вторичной обмотке начинает протекать ЭДС, а при подключении нагрузки — то через вторичную обмотку протекает электрический ток. Для изменения напряжения вторичной обмотки, используются различные устройства регулирования напряжения. Среди наиболее очевидных, используются переключатели напряжения, работа которых возможна при отключенном трансформаторе, а также устройства РПН, которые осуществляют изменение числа витков вторичной обмотки.

В маслонаполненных трансформаторах, масло является электроизолятором, оно же выполняет функцию дугогашения и является теплоносителем, обеспечивающим отвод тепла от нагретых обмоток трансформатора. Трансформаторное масло заливается в бак трансформатора, а также в бак устройства регулирования под нагрузкой. В зависимости от

исполнения охлаждения трансформатора, оно может быть пассивным, с участием естественной конвекции более нагретого масла стенкам бака, а также может иметь активное охлаждение в виде вентиляторов, обдувающих бак трансформатора. Могут применяться специальные насосы для принудительной циркуляции масла по охлаждающему контуру, через радиаторы. Так как при нагревании масла, увеличивается его объём, в силовых трансформаторах устанавливаются расширительные баки для масла, которые соединены с основным баком. Обычно расширительные баки снабжены датчиками уровня и устройством воздухоосушителя. Трубопроводы, как правило, снабжены специальным реле и клапаном для дегазации.

Масло, используемое в трансформаторах — это нефтепродукт, поэтому в его составе присутствуют парафины. Основными характеристиками являются:

- Пробивное напряжение — это величина приложенного напряжения, которая вызывает электрический пробой масла как изолятора;
- Максимальное функциональное напряжение — это напряжение, которое трансформаторное масло может выдержать в долгосрочной перспективе;
- Тангенс диэлектрических потерь, который зависит от состояния трансформаторного масла, и характеризует потери в масле;
- Чистота масла, о которой можно судить по его цвету, прозрачности, наличию осадка, наличию примесей, о содержании которых можно судить по результатам химического анализа;
- Поверхностное натяжение масла — это сила, существующая на разделе сред масла и воды;
- Температура воспламенения паров масла, или «температура вспышки» — это значение температуры, при которой может произойти воспламенение масляных паров в воздушной среде;

- Температура застывания — это значение температуры, при котором масло переходит в твёрдый вид и теряет свойства, присущие жидким средам, таким, как текучесть;
- Содержание растворённой воды в масле;
- Газостойкость масла — это способность масла растворять в себе либо выделять газы;

Наиболее важной функцией трансформаторного масла, является функция диэлектрического изолятора, который защищает обмотки трансформатора от коротких замыканий и возникновения дуговых разрядов.

В процессе работы трансформатора, обмотки нагреваются из-за протекающего по ним тока и электрического сопротивления самих обмоток. Этот нагрев в результате теплообмена передаётся трансформаторному маслу, и температура масла начинает расти. С ростом температуры масла, увеличивается его объём. Для компенсации увеличения объёма масла, применяются расширительные баки. Для замедления процесса окисления масла, в расширительных баках, как правило, установлены специальные осушители воздуха, которые удаляют влагу из воздуха, находящегося в расширительном баке. На дне бака, как правило устанавливаются специальные фильтры, которые способствуют очистке масла от различных примесей. Когда масло остывает и его объём уменьшается, масло из расширительного бака поступает снова в основной бак.

В ходе работы силового трансформатора в масле выделяются различные газы, концентрация и химическая формула которых, при должном методе анализа, могут свидетельствовать о состоянии масла, о его «старении», а также иногда и о состоянии обмоток или отдельных её участках. Для предотвращения серьёзных аварий, ставятся специальные газовые реле, которые срабатывают как защита трансформатора при достижении определённой концентрации вредоносных газов.

Для маломощных трансформаторов, как правило, применяют естественную циркуляцию масла. Эта циркуляция обусловлена конвекцией, когда наиболее нагретые молекулы масла поднимаются вверх и двигаются вдоль стенок бака трансформатора, передавая ему тепло, охлаждаются и снова устремляются на дно бака. Для более мощных силовых трансформаторов обычно применяют вариант охлаждения с принудительной циркуляцией масла, при котором потоки масла направляются по специальным трубкам. Поток масла при принудительной циркуляции обеспечивается специальными насосами.

В боковых частях баков силовых трансформаторов, как правило, устанавливаются специальные фильтры (адсорбционные), предназначенные для удаления различных газов и примесей из масла, которое прокачивают насосы.

О состоянии трансформатора можно судить по различным его характеристикам, как к непосредственным — так и косвенным. Наиболее показательными и важными характеристиками, характеризующими состояние силового трансформатора являются:

- Величина напряжения вторичной обмотки;
- Токи в обмотках;
- Значения сопротивления обмоток;
- Уровень потерь \ полная мощность трансформатора;
- Наличие влаги, растворённой в масле;
- Токи короткого замыкания;
- Температура трансформаторного масла;
- Температуры обмоток трансформатора;
- Состояние системы охлаждения (состояние вентиляторов охлаждения и циркуляционных насосов);
- Уровни вибрации;
- Температура вокруг трансформатора;



- Текущее состояния регуляторов напряжения
- Состояние выводов ВН и НН

### **1.3 Анализ наиболее распространённых неисправностей трансформатора**

Существует огромное множество характеристик, которые можно отслеживать в режиме реального времени при работе силового трансформатора, но далеко не все характеристики являются показательными и далеко не по всем характеристикам можно судить о техническом состоянии трансформатора. С другой стороны, если характеристик для мониторинга и диагностики будет выбрано слишком много — есть большая вероятность того, что система мониторинга и диагностики получится избыточной, сложной и, что не менее важно — значительно более дорогой. Во многих случаях цена — это решающий фактор, который может сделать систему диагностики и мониторинга характеристик трансформатора в некоторых случаях даже дороже стоимости целой небольшой подстанции.

Для того чтобы выделить наиболее критичные по количеству неисправностей характеристики, для начала нужно провести анализ статистики типовых неисправностей силовых трансформаторов.

Трансформаторы, как правило, работают в режиме 24/7, обеспечивая потребности потребителей. Работать приходится в разных географических климатических условиях. Влиять на состояние трансформатора могут как внешние, так и внутренние факторы различного характера. Высокая или низкая температура, атмосферное давление, влажность воздуха, внутренние химические реакции, локальные перегревы и т.д.

Так же не исключены неисправности, обусловленные дефектами, которые были нанесены частям трансформатора в процессе сборки на заводе, процессе транспортировки, процессе сборки\разборки трансформатора, процессе монтажа, а также при несоблюдении правил технической

эксплуатации и из-за некачественного ремонта, и с использованием не оригинальных запасных частей.

Наиболее сильно на работу трансформатора влияют следующие факторы:

- Высокий нагрев элементов активной части трансформатора;
- Деформация элементов обмоток трансформатора;
- Старение трансформаторного масла;
- Частичные разряды на границе твёрдой изоляции и трансформаторного масла;
- Повреждение изоляции;
- Выход из строя систем аварийной защиты;
- Неисправность РПН;
- Наличие влаги в трансформаторном масле;
- Межвитковые КЗ;
- Наличие в масле растворённых газов;
- Неисправности в системе охлаждения.

Немаловажную роль в определении списка характеристик для системы диагностики и мониторинга характеристик силового трансформатора является класс напряжения трансформатора, а учитывая, что на долю подстанций класса 6-35кВ приходится более полумиллиона единиц оборудования в РФ, в первую очередь следует ориентироваться на подстанции этого класса напряжений.

Так как цена таких подстанций сравнительно ниже, чем подстанций более высоких классов напряжений, соответственно главным определяющим фактором будет являться минимальная стоимость при максимально возможной полноте данных.

Подстанции класса 110кВ и более, как правило, уже изначально снабжены системами диагностики, так как на фоне общей цены оборудования, доля системы диагностики и мониторинга является не такой

ощутимой. Если же речь идёт о модернизации — то данные актуальные для подстанций класса 6-35кВ будут так же актуальны для подстанций класса 110кВ и более.

Согласно статистике, приведённой исследовательским центром при группе компаний «НЗЭТ», было проанализировано состояние 250 трансформаторов класса 6-35кВ со сроком наработки более 20 лет на территории всей России. Согласно данным, было выявлено 1608 различных дефектов. Среди наиболее распространённых, можно выделить проблемы с системой охлаждения, проблемы с твёрдой изоляцией, изменение со временем химических свойств трансформаторного масла (окисление, газонасыщенность, старение, загрязнение). Для наглядности, данные приведены ниже в таблице 1.2:

Таблица 1.2 - Статистика по причинам аварий

<b>Локализация/тип неисправности</b>	<b>Количество случаев от общего числа</b>	<b>Доля от общего числа неисправностей</b>
1	2	3
1. Неисправности в системе охлаждения	386	24%
2. Газонасыщенность трансформаторного масла	332	20,65%
3. Старение масла	283	17,6%
4. Износ твёрдой изоляции	195	12,3%
5. Загрязнение трансформаторного масла	158	9,8%
6. Окисление трансформаторного масла	130	8,1%
7. Повышенная вибрация	72	4,5%

Продолжение таблицы 1.2

8. Механические повреждения\деформация обмоток	15	0,93%
9. Неисправности различного характера в узле РПН	7	0,43%
10. Прочие дефекты	30	~1,69%

Исходя из данной статистики, наибольшее число дефектов связано с состоянием, и возрастом трансформаторного масла. На долю неисправностей, связанных с трансформаторным маслом, приходится около 56% от общего числа неисправностей.

Неисправности системы охлаждения составляют почти четверть от общего числа неисправностей.

Так же не стоит исключать проблемы, связанные с твёрдой изоляцией и повышенной вибрацией.

Исходя из вышеперечисленного, система диагностики и мониторинга характеристик силового трансформатора, должна включать в себя набор необходимых аппаратных и программных средств, способных распознать опасные значения параметров, характеризующих состояние трансформаторного масла, состояние твёрдой изоляции, состояние системы охлаждения трансформатора, а также мониторинг уровня вибраций трансформатора.

Для реализации подобной системы, для начала необходимо провести анализ текущих систем, предлагаемых на рынке, а также провести анализ методов измерений, протоколов передачи данных, провести анализ методов обработки данных.

Немаловажной составляющей данной системы должно быть наличие возможности удалённого диспетчерского доступа к данным о состоянии трансформатора.

## **2 Анализ современных методов мониторинга и диагностики характеристик силовых трансформаторов, выявление наиболее перспективных методов**

### **2.1 Обзор систем мониторинга, предлагаемых на рынке**

Для определения методов, которые будут использоваться для системы мониторинга и диагностики характеристик силового трансформатора, для начала лучше всего ознакомиться с рынком систем мониторинга и диагностики на текущий момент, а также ознакомиться с новыми передовыми методиками, которые ещё не получили широкого распространения на рынке ввиду своей новизны.

На текущий момент существует множество компаний, которые специализируются на системах диагностики и мониторинга характеристик силовых трансформаторов. Среди лидеров в данной области, можно выделить такие компании, как: MorganShafferSystems, GEEnergy, «Интера», МТЕ, «Dimrus», Qualitrol, LumaSENSEtechnologies, «АС Трансфо», «АСУ ВЭИ».

Одним из лидеров на рынке РФ по проектированию, настройке, монтажу и обслуживанию подобных систем является компания DIMRUS. Для примера, можно рассмотреть систему мониторинга для трансформаторов напряжения класса 6-35кВ, которую предлагает эта компания.

Для данного класса напряжений, компания DIMRUS предлагает самую доступную из существующих систему TDM-S, стоимостью около 450000 рублей, которая может быть применима как для трансформаторов с литой изоляцией, так и маслонаполненных. Для примера можно рассмотреть данную систему, как точку, от которой можно отталкиваться при выборе методик измерения характеристик силового трансформатора, рассмотреть плюсы и минусы, а также оценить стоимость данной системы и оценить

целесообразность применения данной системы к трансформаторам с относительно низкой мощностью и соответственно ценой.

Система TDM-Sфирмы DIMRUSвключает в себя следующие компоненты:

1. Система, контролирующая состояние изоляции на основании регистрации частоты и силы возникновения частичных разрядов. Данная система позволяет оценить степень опасности износа изоляции и позволяет выявить область изоляции в трансформаторе, где появляются частичные разряды.
2. Система термометрирования трансформатора, которая осуществляет контроль температуры различных частей трансформатора, составляя карту наиболее нагретых областей. В зависимости от величины и локализации температуры, специальные реле включают группы вентиляторов системы охлаждения, чтобы не допустить опасных перегревов.
3. Система контроля содержания влаги в трансформаторном масле, для масляных трансформаторов. Данная система позволяет оценивать электрическую прочность трансформаторного масла как электроизоляции, а также косвенно оценивать содержание влаги и в твердой изоляции. В случае установки датчика в расширительном баке, датчик может быть совмещён с датчиком уровня масла.
4. Анализ состояния окружающей среды трансформатора. Система основывается на измерении данных о влажности окружающего воздуха и температуры, что может дать данные о работе системы охлаждения трансформатора, а также выявить экстремальные режимы температур и влажности воздуха.
5. Контроль состояния трансформатора, основываясь на уровнях вибраций, возникающих во время работы. Датчик вибрации, как правило, устанавливается на бак масляного трансформатора либо

на дно сухого. В результате получаются спектрограммы, на основании которых можно судить о состоянии самого трансформатора, а также выявить потенциальный дефект.

Таким образом, можно сделать вывод, что сделанный ранее анализ основных неисправностей силовых трансформаторов и выявление наиболее критичных с точки зрения надёжности работы трансформатора характеристик, примерно совпадает таковым набором у системы TDM-Скомпания Dimrus для трансформаторов класса 6-35 кВ. Значит анализ правильно выявил характеристики, подлежащие мониторингу и анализу.

## **2.2 Обзор методов регистрации частичных разрядов**

### **2.2.1 Метод радиочастотной регистрации частичных разрядов**

На сегодня существует множество методов регистрации частичных разрядов в силовых трансформаторах. Компания Dimrus, на базе своей системы TDM-Спредлагает метод радиочастотной регистрации частичных разрядов. Суть данного метода заключается в регистрации радиочастотного следа частичных разрядов с помощью нескольких специальных антенн. Данный метод широко распространён, поэтому его принцип стоит детально рассмотреть.

Измерение частичных разрядов (ЧР) - это мощная и гибкая методика, позволяющая отслеживать и выявлять ускоренное старение в режиме онлайн во всех типах высоковольтного оборудования. Шагом вперед для этих измерений в режиме онлайн является использование излучения, испускаемого источниками ЧР антеннами, настроенными в полосе частот излучателей, метод, широко используемый в основном на подстанциях под открытым небом. Обнаружение импульсов также позволяет геометрически определять дефекты с использованием методов мультилатерации, основанных на разнице во времени прихода (TDOA), или других методов, основанных на интенсивности принимаемого сигнала (RSS) или угле прихода

(АОА). Однако сигналы ЧР, полученные в радиочастотном (РЧ) диапазоне, обычно имеют величины, намного меньшие, чем те, которые получены другими методами, что вместе с шумом, полученным от помех в одной и той же полосе частот, приводит к большим трудностям в идентификации ЧР.

Представление сигналов в частотной области является ключевым в решении большинства проблем обработки сигналов в связи с тем, что спектр сигналов тесно связан с их источником и природой. Это особенно важно при измерении частичных разрядов с помощью датчиков в диапазоне сверхвысоких частот (УВЧ), поскольку путь, по которому идет излучение, отпечатывает сигнатуру в сигнале, который можно использовать для классификации и разделения различных типов событий. В общем, характеристика сигнала значительно облегчает обработку, снижая вычислительную нагрузку (представление полученного сигнала в виде последовательности частотных или временных выборок заменяется несколькими скалярами) и упрощает интерпретацию и анализ результатов людьми. В центре внимания этой работы находится идентификация ЧР посредством выборочной спектральной характеристики, представляющей каждый сигнал с энергией, содержащейся в  $n$  наиболее информативных диапазонах УВЧ или высокочастотных (ВЧ) и очень высокочастотных (СВЧ). В частности, в данном случае  $n = 2$ , так как нас интересуют инструменты визуализации на основе диаграмм рассеяния, тепловых карт и т. д. Такая простая характеристика сигналов, безусловно, повышает удобство использования соответствующих систем. Нашей отправной точкой для осуществления данной процедуры является набор сигналов, представленных в терминах их спектра. Каждый дискретный частичный разряд или каждый спектр помех можно рассматривать как элемент данных, образованный  $m$  характеристиками: значением спектральной плотности мощности на соответствующей частоте. Таким образом, выборочная спектральная характеристика может рассматриваться как проблема уменьшения размерности: преобразовать каждый  $m$ -мерный спектр в  $n$ -мерный массив, в



котором каждый компонент является энергией, содержащейся в одной из интересующих полос частот.

Методы уменьшения размерности, давно используются в машинном обучении. Эти методы могут привести к улучшению производительности алгоритмов машинного обучения общего назначения по трем осям:

- повышение точности из-за удаления шумной или неактуальной информации из наблюдений,
- улучшения численной стабильности алгоритмов из-за удаления избыточных функций, и
- облегчение визуализации и интерпретации результатов.

Методы уменьшения размерности сгруппированы в два основных семейства: выбор признаков и извлечение признаков. С одной стороны, методы выбора элементов удаляют избыточные и нерелевантные элементы, чтобы получить минимальное подмножество исходных элементов, которое содержит информацию, необходимую для решения рассматриваемой проблемы. Широко используемыми методами выбора признаков являются Lasso или Recursive Feature Selection. С другой стороны, методы извлечения признаков преобразуют исходный набор переменных в новый сокращенный набор таким образом, что новые переменные содержат только соответствующую информацию. Анализ главных компонент, ортогональные частичные наименьшие квадраты или вложение  $t$ -стохастических соседей являются широко используемыми примерами методов выделения признаков.

Большая проблема с этими методами уменьшения размерности состоит в том, что они затрудняют интерпретацию результатов обработки. Методы выбора признаков будут предлагаться с наборами рассеянных частот, не обязательно образуя значимые полосы, поскольку в большинстве сценариев соседние частоты будут сильно коррелированными, а метод выбора признаков будет отфильтровывать коррелированные признаки. В случае выделения признаков каждая полученная новая особенность происходит из

преобразования, которое объединяет и плавит исходные частоты. Это сильно затрудняет определение, актуальность и влияние каждой полосы частот в конечном результате.

Выборочная спектральная характеристика является инструментом предварительной обработки, который облегчает основную обработку. Нужный путь – это кластеризации сигналов, которые могут составить ядро системы визуального мониторинга ЧР. Поскольку кластеризация выполняется в частотной области, вся работа относится к подходам кластеризации на основе признаков в соответствии с таксономиями для кластеризации сигналов. Следовательно, метод уменьшения размерности должен определять наилучшие полосы частот для улучшения сходства сигналов в одном кластере и различий между сигналами в разных кластерах.

Система мониторинга TDM-Предлагает подход, который чередует избирательную спектральную характеристику с кластеризацией при той же оптимизации без априорного знания распределения спектральной мощности в сигналах. Это особенно важно в случае УВЧ-обнаружения частичных разрядов, поскольку их спектры зависят от неконтролируемых факторов, таких как место разряда, отражения, прямой видимости и помех от радио, телевизионного вещания и мобильной связи. Совместная оптимизация чередуется между оптимизацией с метаэвристикой, которая определяет полосы частот, которые поддерживают характеристику сигнала, и оптимизацией критерия кластеризации с использованием сигналов, характеризующихся этими полосами в качестве набора данных.

Возможности метода проиллюстрированы в нескольких экспериментах, связанных с обнаружением и классификацией частичных разрядов в высоковольтном оборудовании.

### 2.2.1.1 Карты спектральной мощности

Этот подход применяется к отдельным сигналам, соответствующим различным событиям, характеризующим их через их спектральную мощность и находящим те полосы частот, где их спектры различны.

Это представление основано на двух полосах частот, потому что представление очень интуитивно понятно в двумерной карте; однако расширение алгоритма до  $n$  измерений является простым.

Пусть  $f_{1L}$  и  $f_{2L}$  - начальная и конечная частоты, соответственно, для первой полосы, а  $f_{1H}$  и  $f_{2H}$  - экстремумы второй полосы. Субиндекс  $L$  утверждает, что интервал размещен на более низких частотах, чем вторая полоса, которая имеет субиндекс  $H$  для более высоких частот. Значимым параметром сигналов является спектральная мощность, рассчитанная в тех частотных диапазонах, которые относятся к общей мощности сигнала, поэтому сигналы с низкой энергией имеют такое же значение в процессе, как и сигналы с высокой энергией. Затем каждый сигнал будет параметризован с отношением мощности на низких частотах, или  $PRL$ , и отношением мощности на высоких частотах,  $PRH$ :

$$PRL = \frac{\int_{f=f_{1L}}^{f_{2L}} |G f|^2}{\int_{f=0}^{f_T} |G f|^2} \quad (1)$$

$$PRH = \frac{\int_{f=f_{1H}}^{f_{2H}} |G f|^2}{\int_{f=0}^{f_T} |G f|^2} \quad (2)$$

где  $G f$  - преобразование Фурье сигнала  $g f$ , а  $f_T$  - наибольшая интересующая частота  $g f$

Сигналы, полученные из одного и того же события, будут иметь схожие спектры, а затем схожие параметры  $PRL$  и  $PRH$ , поэтому при нанесении на двухмерную карту все точки образуют упакованный кластер. Другие события могут представлять различия в этих параметрах, поэтому кластеры будут отображаться отдельно от первого. Любой входящий сигнал будет проанализирован и нанесен на карту спектральной мощности таким

образом, что, если он будет близок к любому из существующих кластеров, его можно будет классифицировать как события такого типа.

Выбор пределов частоты для интервалов имеет первостепенное значение для разделения кластеров. Это можно сделать визуальным осмотром спектров сигналов, если различия заметны и существует очень мало типов событий. В противном случае классификация должна быть автоматизирована путем выбора интервалов в соответствии с некоторыми критериями. Представляется целесообразным, что наилучшим набором частот будет тот, который дает наибольшее разделение между кластерами.

### **2.2.1.2 Критерий расстояния**

Точки в карте спектральной мощности могут быть собраны с использованием любого метода кластеризации, поэтому выбран итерационный алгоритм  $k$ -средних в следующих приложениях, поскольку он, возможно, является одним из наиболее широко известных алгоритмов кластеризации. Его можно заменить практически любым другим алгоритмом кластеризации, поскольку данные обучения в рассматриваемом случае всегда доступны с шаблонами, представленными в терминах функций PRN и PRL. Например, в приложениях, в которых количество кластеров трудно угадать из знания предметной области, можно использовать такие методы кластеризации, как спектральная кластеризация или кластеризация графов, в которых количество кластеров определяется при оптимизации.

По сути, процесс начинает определять число ожидаемых кластеров  $k$  и случайным образом выбирать  $k$  сигналы в качестве центроидов. Затем рассчитываются все расстояния между точками и центроидом, и события связываются с ближайшим скоплением. Информация о центроидах обновляется с использованием средних положений всех точек в одном кластере, получая  $k$  новых центроидов. Процесс повторяется, поэтому некоторые точки могут изменить свое членство в кластере в зависимости от расстояния до новых центроидов. Алгоритм заканчивается, когда

выполняется условие сходимости, назначение не изменяется или достигается максимальное количество итераций.

Конечной целью алгоритма является разделение сигналов, максимизирующих минимальное расстояние между кластерами, путем максимизации минимального расстояния между центроидами. Если  $d_{ij}$  - расстояние между центроидом  $i$  и  $j$ , цель:

$$D = \max \min_{i \neq j} d_{ij} \quad (3)$$

Кроме того, дисперсия элементов в кластерах должна учитываться для расчета  $D$ , в противном случае сильно дисперсионные кластеры будут иметь разделенные центроиды, но точки в облаках могут перекрываться. Тогда  $d_{ij}$  определяется как расстояние Махаланобиса вместо евклидова расстояния:

$$d_{ij}^2 = (C_i - C_j)^T (S_i^{-1} + S_j^{-1}) (C_i - C_j) \quad (4)$$

$$S_i = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} (p_n - C_i)(p_n - C_i)^T \quad (5)$$

$$S_j = \frac{1}{N_j} \sum_{n=1}^{N_j} (p_n - C_j)(p_n - C_j)^T \quad (6)$$

где  $C_i$  и  $C_j$  - центроиды кластеров  $i$  и  $j$  соответственно;  $S_i$  и  $S_j$  - выборочные ковариационные матрицы элементов  $p$  в кластерах  $i$  и  $j$  соответственно. Наконец,  $N_i$  и  $N_j$  - количество элементов в кластере  $i$  и  $j$ . Используя расстояние Махаланобиса, минимальные расстояния между кластерами можно максимизировать, а расстояния между выборками в одном кластере можно уменьшить.

Важно помнить, что позиции на карте представляют спектральные отношения мощности в двух полосах, определенных набором частот  $f1L$ ,  $f2L$ ,  $f1H$ ,  $f2H$  и  $fT$ . Изменение этих частот приведет к перемещению кластеров на карте и изменению их формы, давая разные расстояния  $d_{ij}$  и  $D$ . Теперь цель состоит в том, чтобы найти набор, который максимизирует  $D$ , то есть найти

наиболее представительные полосы частот, которые могут дифференцировать события. Далее представлена диаграмма потока с этапами алгоритма. Решение о прекращении процесса в настоящее время основано на количестве итераций, хотя могут быть реализованы другие критерии, основанные на расстояниях между кластерами. Максимизация целевой функции, показанной в уравнении (3) и представленной на диаграмме потока как Оценка новых интервалов, осуществляется с помощью различных методов оптимизации роя частиц. Однако это не ограничивается только оптимизацией роя частиц, поскольку может использоваться любой другой метод оптимизации.

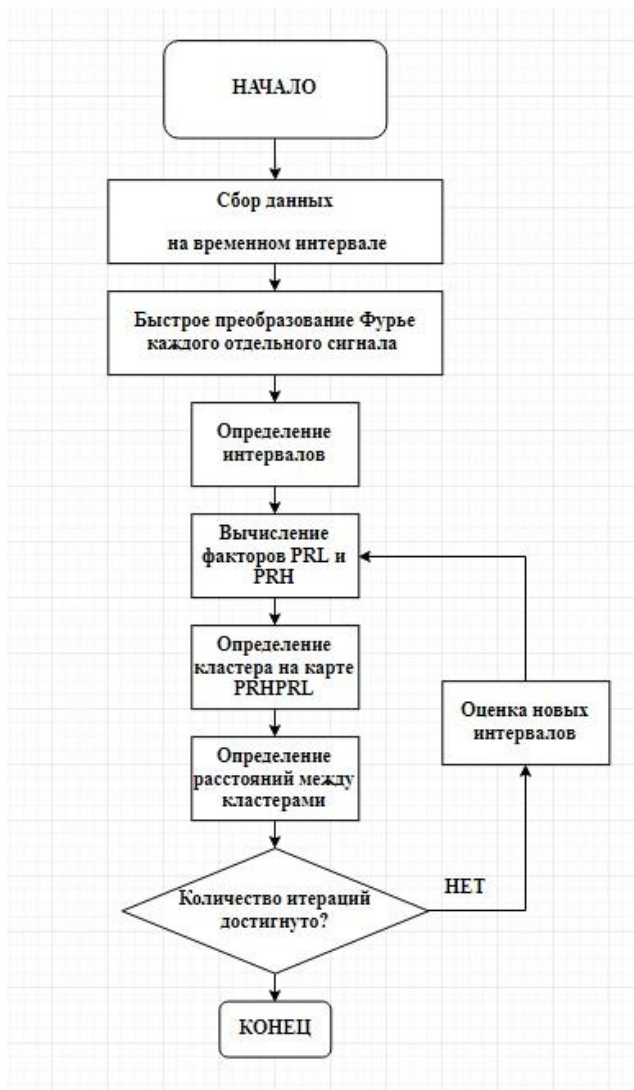


Рисунок 1 - Общая схема алгоритма. PRL и PRH рассчитываются с помощью уравнений (1) и (2) соответственно

### 2.2.1.3 Оптимизация роя частиц

Этот метод случайным образом размещает рой объектов в пространстве решений, который в нашем случае имеет пять измерений, определяемых четырьмя частотами двух полос и самой высокой частотой  $f_T$ , чтобы дать алгоритму возможность выбрать интересующую верхнюю частоту для всех кластеров. На каждой итерации каждая частица перемещается, меняя свое положение путем добавления шага частоты  $\Delta f$  ко всем компонентам. Затем для новых интервалов вычисляются коэффициенты спектральной мощности уравнений (1) и (2) и расстояние в уравнении (3). Комбинация, которая дает максимальный  $D$ , сохраняется как лучшее личное решение для этой частицы. Когда итерация завершена и все частицы переместились, положение частицы с общим лучшим  $D$  сохраняется как глобальное лучшее. Некоторые ограничения должны контролироваться во время движения частиц:

- $f_{1L} < f_{2L} \leq f_{1H} < f_{2H} \leq f_T$
- $\Delta f$  должно быть кратно  $1/T_w$ , равному  $T_w$  окна выборки, чтобы иметь точные шаги по частоте.
- Если любая из частот отображается отрицательно, положение частицы не обновляется, а скорость частицы устанавливается в ноль, чтобы уменьшить ее инерцию.
- Если  $f_{1L} \geq f_{2L}$  или  $f_{2L} > f_{1H}$ ,  $f_{1L}$  и  $f_{2L}$  регенерируются случайным образом с учетом первого ограничения.
- Если  $f_{1H} \geq f_{2H}$ , то  $f_{1H}$  регенерируется случайным образом с учетом первого ограничения.

На следующих итерациях движение частиц модифицируется взвешенным компонентом, который тянет частицу к своему лучшему, и другим взвешенным компонентом, который направляет частицу к лучшему из лучших. Следующий набор уравнений представляет оригинальный алгоритм, представленный ниже, который определяет положение  $P_n$  и скорость  $v_n$  частицы  $n$  на каждой итерации  $l$ :

$$v_n^{l+1} = v_n^l + c_1 U_{1,0,1} \otimes (P_{n,b}^l - P_n^l) + c_2 U_{2,0,1} \otimes [P_b^l - P_n(l)],$$

$$P_n^{l+1} = P_n^l + v_n^{l+1}, \quad (7)$$

где  $U_{1,0,1}, U_{2,0,1} \in [0,1]^5$  - пять случайных векторов, причем каждый компонент независимо взят из равномерного распределения между 0 и 1. Оба  $U_{1,0,1}, U_{2,0,1}$  рандомизирует движение частиц к их лучшему  $P_n$ ,  $b$  и лучшему  $P_b$  роя, соответственно. Оператор  $\otimes$  умножает случайные числа на пять координат, компонент на компонент. Параметры  $c_1$  и  $c_2$  описывают баланс между личным влиянием частицы и социальным влиянием в поиске решения. Оригинальный алгоритм был изменен во многих работах, чтобы контролировать сходимость к глобальному оптимуму вместо того, чтобы попадать в локальные максимумы или минимумы. Таким образом, было предложено много вариантов решения различных типов задач. В данной системе три подхода к улучшению сходимости PSO были применены с помощью реальных измерений: оптимизация роя канонических частиц, оптимизация роя частиц с изменяющейся во времени инерцией, и оптимизация роя частиц с лидером устаревания и противниками.

#### 2.2.1.4 Каноническая оптимизация роя частиц

В этом варианте PSO сходимость контролируется сужающим фактором,  $\chi$ , с целью детального изучения области, где было найдено хорошее закрепление. Этот параметр зависит от констант, которые обновляют скорость частиц  $c_1$  и  $c_2$ . Тогда,

$$\chi = \frac{2a}{2-\varphi-\frac{\varphi^2-4\varphi}{\varphi^2-4\varphi}}, \quad \varphi = c_1 + c_2, \quad (8)$$

где  $a$  - случайное число от 0 до 1, хотя обычно оно равно 1. Уравнение скорости переписывается как:

$$v_n^{l+1} = \chi(v_n^l + c_1 U_{1,0,1} \otimes (P_{n,b}^l - P_n^l) + c_2 U_{2,0,1} \otimes (P_b^l - P_n^l)) \quad (9)$$



когда  $\phi < 4$ , рой будет пытаться достичь наилучшего найденного решения, медленно двигаясь вокруг него, в то время как при  $\phi > 4$  сходимость будет быстрой и обеспеченной. Можно изменить поведение роя, выбирая разные значения для  $c_1$  и  $c_2$ , но, как правило, для простоты оба параметра устанавливаются с одним и тем же значением. Предполагая, что  $\phi = 4.1$  для обеспечения сходимости при  $c_1 = c_2 = 2.05$ , значение для  $\chi = 0.72984$ .

### **2.2.1.5 Оптимизация роя частиц с изменяющейся во времени инерцией**

Изменение инерции роя будет запечатлевать различные скорости частиц в определенные моменты при поиске оптимального решения. Можно установить высокие скорости, когда рой должен исследовать большие области пространства растворов, и уменьшить скорость, когда некоторые частицы достигли своей лучшей подгонки. Эта оптимизация была введена для уменьшения коэффициента инерции от максимального значения  $w_{max}$  до минимального значения  $w_{min}$  с использованием линейной функции

$$\omega_m = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{M} m \quad (10)$$

где  $w(m)$  - коэффициент в итерации  $m$ , а  $M$  - максимальное число итераций, в которой инерция меняет свое значение. Уравнение скорости изменяется на:

$$v_n^{l+1} = \omega_m v_n^l + c_1 U_1 \otimes P_{n,l} - P_n^l + c_2 U_2 \otimes P_b^l - P_n^l \quad (11)$$

с  $M \leq L$ , где  $L$  - общее количество итераций.

### **2.2.1.6 Оптимизация роя частиц с лидером старения и претендентами**

Другой метод, который пытается избежать попадания в локальные максимумы или минимумы, основан на предоставлении возможностей частицам, отличным от лучшего, который может улучшить поведение роя. Тогда, лучшая в мире частица  $P_b$  является лидером роя,  $P_{leader}$ , до тех пор,

пока его срок службы не истощен. Уравнение скорости меняется на (12). Когда лидер достигает определенного возраста, претендент, кажется, захватывает лидерство. Этот претендент оценивается в течение ряда итераций и принимается в качестве лидера, если поведение роя улучшается, в противном случае прежний лидер остается неизменным. Алгоритм может быть сведен к следующим этапам:

$$v_n(l+1) = w(m)v_n(l) + c_1 U_1 \otimes [P_{n,b}(l) - P_n(l)] + c_2 U_2 \otimes P_{leader} l - P_n l \quad (12)$$

1. Инициализация. Все частицы случайно размещаются в пространстве решений. В качестве лидера выбирается лучшая глобальная частица, возраст  $\theta$  устанавливается равным 0, а срок службы  $\Theta$  равен начальному значению  $\theta_0$ .
2. Скорость и положение обновления. Все частицы движутся в соответствии с уравнениями (12) и  $P_n l + 1 = P_n l + v_n(l + 1)$ .
3. Личные лучшие позиции и лидер  $P_{leader}$  обновляется. Если  $P_n l$  лучше, чем  $P_{n,b}(l - 1)$ , персональный лучшее решение для частицы  $n$  обновляется. Если какая-либо из новых позиций дает новое лучшее решение, лидер также обновляется.
4. Контроль продолжительности жизни. Как только позиции всех частиц были обновлены, возраст лидера увеличивается  $\theta \leftarrow \theta + 1$  и его продолжительность жизни изменяется в соответствии с определенными правилами, приведенными в разделе «контроль продолжительности жизни». Если срок службы лидера исчерпан,  $\theta \geq \Theta$ , алгоритм продолжается на шаге 5, в противном случае он возобновляется на шаге 7.
5. Восход Челленджера. Новая частица генерируется случайным образом, наследуя некоторые координаты лидера.
6. Оценка Челленджера. Алгоритм проверяет, будет ли Челленджер улучшать или не улучшать поведение роя в течение заданного числа циклов. Если тест положительный, претендент становится новым

лидером с возрастом  $\theta = 0$  и продолжительностью жизни  $\Theta = \Theta_0$ , в противном случае текущий лидер остается.

7. Проверка работоспособности. Прекращение алгоритма основано на количестве итераций, поэтому это условие проверяет, если  $l = L$ . Если оно ложно, новая итерация начинается снова на шаге 2.

На рисунке 2 показана блок-схема алгоритма с обращениями к двум подпрограммам для проверки ограничений частот в интервалах, сформулированных в начале этого раздела, и для контроля продолжительности жизни лидера. Толстые прямоугольники представляют основной алгоритм, описанный на рисунке 3.

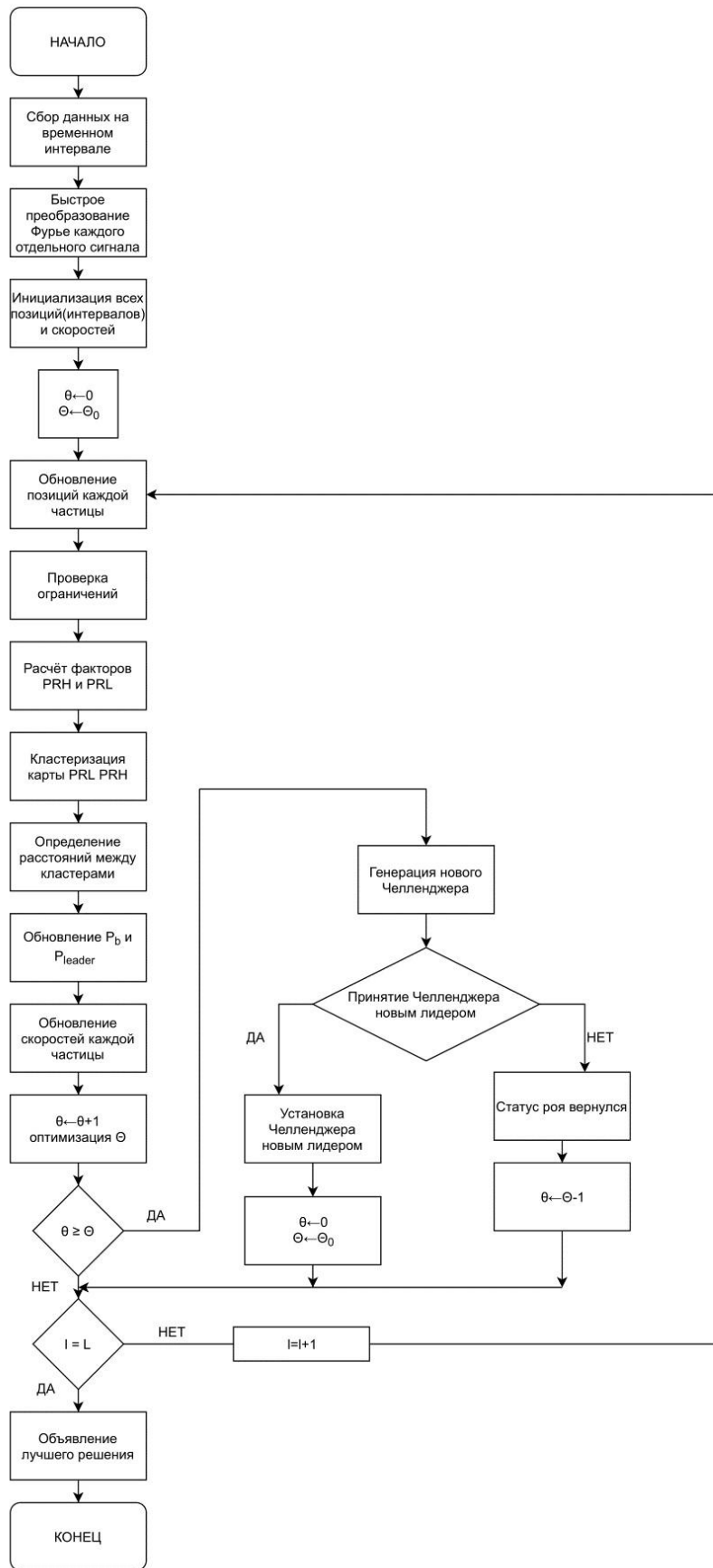


Рисунок 2 - Блок-схема оптимизации роя частиц с лидерами по сроку жизни и Челленджерами.

Правила, определяющие изменение продолжительности жизни, основаны на трех параметрах в течение жизни лидера: связанных с эволюцией лучших в мире,  $\delta_{P_{n,b}}(\theta)$ ; изменение личных лучших решений накапливается в параметре  $\delta_{P_{n,b}}$   $\theta$  и эволюции функции для выбранного лидера  $\delta_{P_{leader}}(\theta)$ .

### **2.2.1.7 Классификация событий**

Применение алгоритма для разделения различных типов широкополосных сигналов, собранных в кластерах, оценивается в трех случаях с различными частотными диапазонами. Алгоритмы PSO, для максимизации минимального расстояния Махаланобиса между кластерами, тестируются для трех случаев. Сигналы в первых двух случаях регистрируются с помощью простых монополюсных антенн длиной 10 см, подключенных непосредственно к коаксиальному кабелю и, следовательно, к высокоскоростному осциллографу. Эти антенны являются хорошим вариантом для обнаружения и локализации источника ЧР на подстанциях благодаря своей простоте и всенаправленной диаграмме направленности. Они демонстрируют особенно хороший отклик ниже 750 МГц, который подходит для этого применения, поскольку большая часть излучения обычно находится ниже 600 МГц, когда приложенное переменное напряжение достаточно высоко для создания ЧР. Тем не менее, алгоритм не будет зависеть от характеристик антенны, если он имеет полосу, подходящую для измерения частичных разрядов. Поэтому процедура сможет работать с другими типами антенн, такими как логарифмически-периодические, конические, пластыри или Вивальди. Кроме того, был проведен третий случай по получению ЧР с высокочастотным трансформатором тока с шириной полосы в диапазоне ВЧ / ОВЧ, чтобы продемонстрировать способность алгоритма разделять ЧР различных типов в схеме ЧР с фазовым разрешением. Замеры проводятся в неэкранированном помещении, поэтому

все виды ВЧ / ОВЧ и УВЧ помех влияют на результаты измерений ЧР. Пример спектра излучения, принимаемого антеннами без частичных разрядов, можно увидеть на рисунке 3.

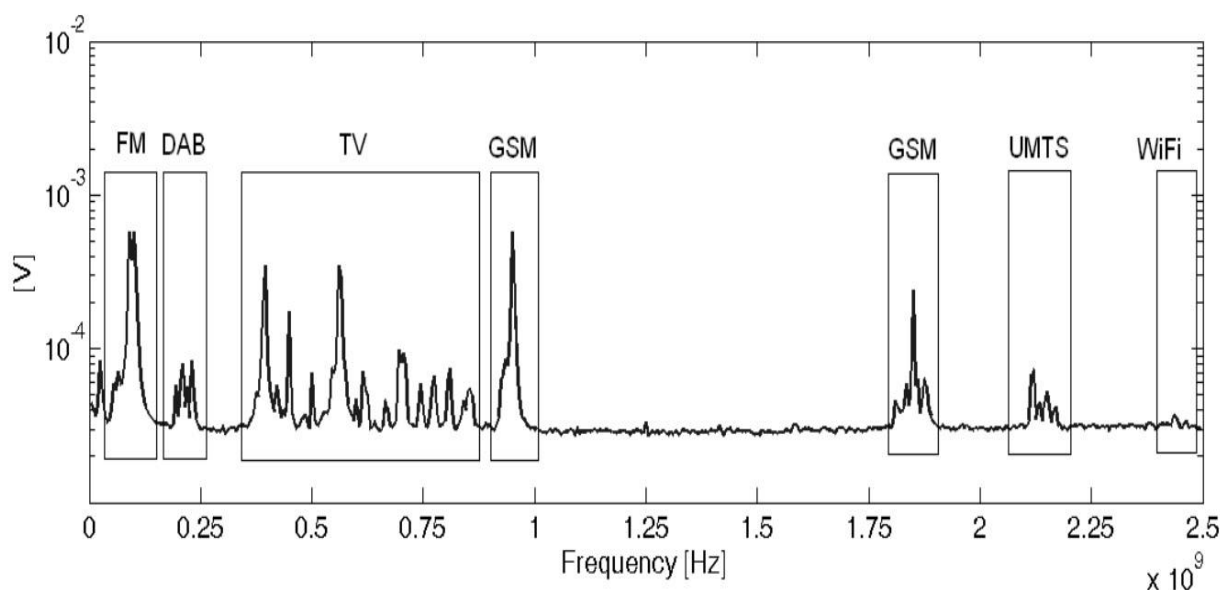


Рисунок 3 - Спектр частот, фиксируемых антеннами в помещении подстанции при отсутствии ЧР в установке

Три набора параметров  $s1$  и  $s2$  использовались для каждого метода PSO, всегда учитывая, что отдельные максимумы и глобальные максимумы сбалансированы, поэтому  $s1 = s2$ . Параметр  $a$  в уравнении (8) установлен равным 1, и в PSO с изменяющейся во времени инерцией количества итераций, в которых инерция изменяется как в уравнении (11), равно общему числу итераций,  $M = L$ . Кроме того, значения максимальной инерции и минимальной инерции составляют  $w_{max} = 0,9$  и  $v_{min} = 0,4$  соответственно. Все алгоритмы PSO были запущены 20 раз с 500 итерациями, сроком жизни  $\Theta = 3$  и случайной инициализацией.

В этой методике высокое напряжение подается на провод 20 кВ, который имеет две отдельные секции с электрическими полями с высокой расходимостью, созданными специально для этих измерений. Электрические разряды активируются на поверхности диэлектрика провода и захватываются двумя антеннами.

Частота дискретизации составляет 5 Гс / с, а временное окно составляет 1 мкс, поэтому шаг частоты составляет 1 МГц.

Поскольку время прихода радиочастотного излучения разрядов на антенны различно, можно заранее узнать, какой импульс соответствует какому участку обмотки. Это будет необходимо для проверки правильности классификации, хотя информация не используется для облегчения алгоритма во время разделения кластеров. Фактически, алгоритм классификации работает только с импульсами, поступающими на одну из антенн. Анализ следует шагам, объясненным на рисунке 3. Сначала параметры PRL и PRH из уравнений (1) и (2) рассчитываются с использованием случайного набора частот для интервалов. Каждое событие наносится на двухмерную карту, к-среднее используется для разграничения двух кластеров, а расстояние Махаланобиса рассчитывается по уравнению (4). В следующих итерациях все три алгоритма PSO применяются для максимизации расстояния, изменяющего набор частот, который определяет интервалы. Результаты сценария наихудшего случая, минимумы максимумов расстояний Махаланобиса, где PSO лидера по времени жизни и Челленджеров (ALC) показывает наилучшее поведение для всех случаев, особенно для  $c1 = c2 = 2.05$ .

Далее получаем 2D карту распределений критериев PRH и PRL, как показано на рисунке 4:

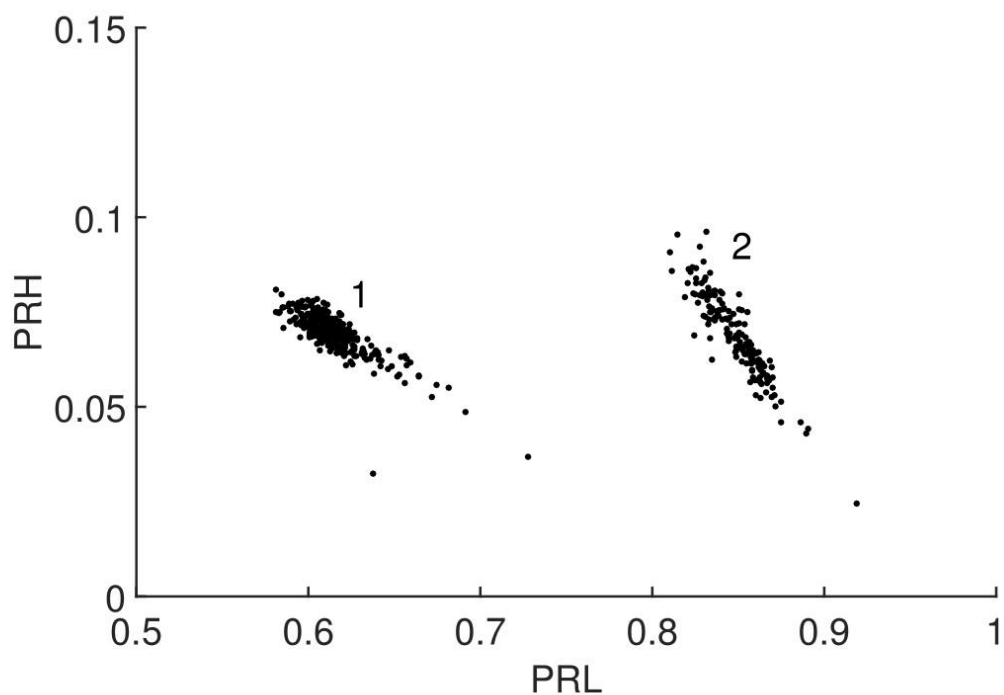


Рисунок 4 - 2D карта с кластерами сигналов от двух участков обмотки, излучающих частичные разряды в радиочастотном диапазоне.

Далее в систему вносятся паттерны или фреймы-отпечатки чистых частичных разрядов, зарегистрированных УВЧ антенной. Эти паттерны вносятся для того, чтобы система имела эталон, по которому можно вести отделение ЧР от паразитных УВЧ частот, рассматриваемого диапазона. ЧР в чистом виде имеет вид, изображенный на рисунке 5.

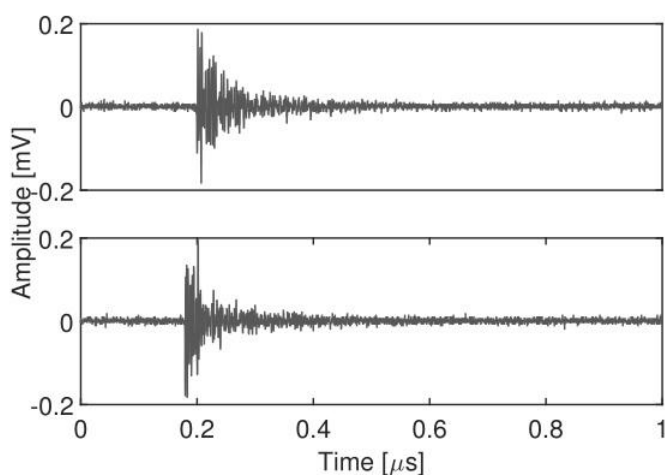


Рисунок 5 - Эталонный след ЧР, полученный в УВЧ диапазоне



При дальнейшей обработке полученных частотных отпечатков различных сигналов системой, выполняются шаги алгоритма, показанного на Рисунке 2. После чего, получается новая 2Dкарта распределения PRHPRL, на которой уже можно фиксировать ЧР:

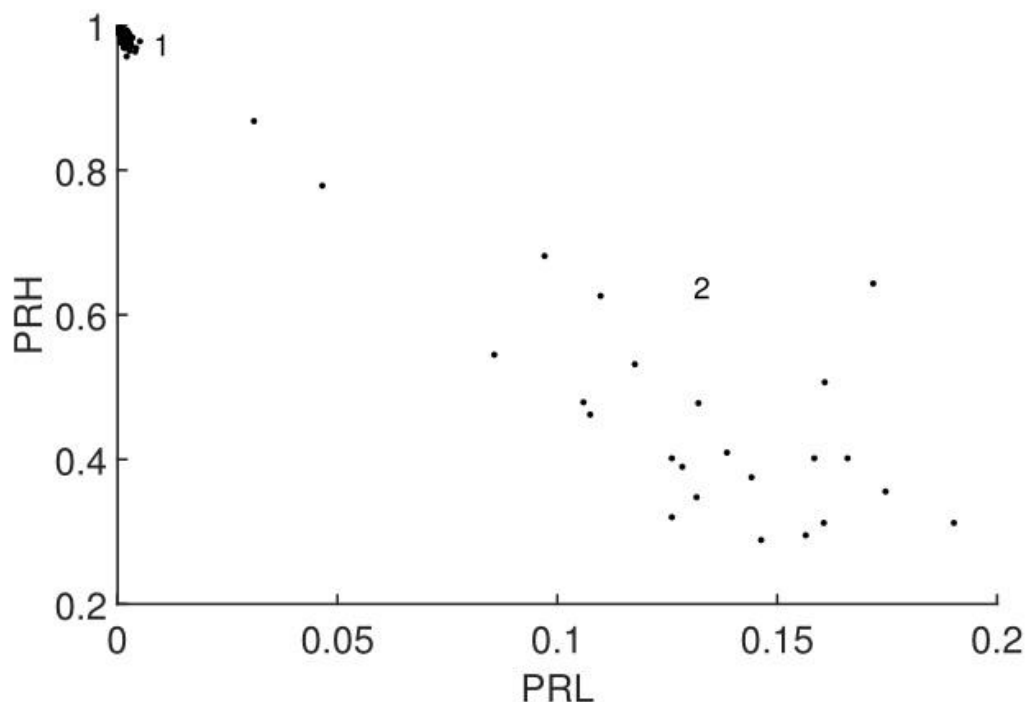


Рисунок 6 - 2Dкарта распределений, на которой кластер 1 соответствует паразитным помехам FM-диапазона, а кластер 2 является зарегистрированными случаями появления ЧР

Хоть алгоритмы фильтрации помех и выявления ЧР из ВЧ и УВЧ спектров является коммерческой тайной каждого из производителей подобных систем, но большинство из методов практически идентичны тому, что был описан выше.

Метод регистрации ЧР с помощью ВЧ и УВЧ антенн получил широкое распространение, с каждым днём появляется всё больше новых алгоритмов фильтрации частот для более точного выявления ЧР. Однако данные алгоритмы становятся всё более и более сложными, предъявляя всё более

высокие требования к оборудованию, регистрирующему ЧР. Это в свою очередь так же требует более высокую квалификацию персонала, обслуживающего данную систему. Всё вышеперечисленное ведёт к значительному удорожанию как при покупке, монтаже и настройке оборудования – так и при последующей его эксплуатации. Далее будет рассмотрен перспективный метод выявления ЧР, который лишён необходимости фильтрации большого количества помех и необходимости сложных алгоритмов по выявлению ЧР по сложным паттернам.

### **2.2.2 Выявление частичных разрядов с использованием пьезоэлектрических датчиков**

Трансформаторы являются неотъемлемым оборудованием в электроэнергетических системах, и их выход из строя может привести к потере электропитания. И промышленность, и наука стремились разработать датчики и недорогие решения для правильной диагностики их отказов. Таким образом, использование пьезоэлектрических датчиков в диагностике частичных разрядов в силовых трансформаторах значительно расширяется, чтобы обеспечить снижение затрат на техническое обслуживание, а также качество электроснабжения, поскольку этот тип отказа может привести к значительной стоимости ремонта. Во многих случаях, когда обнаруживается частичный разряд, нет необходимости в немедленной поддержке технического обслуживания трансформатора. Таким образом, становится разумным изучить эволюцию этого явления, чтобы можно было правильно планировать и выполнять техническое обслуживание устройства. В связи с этим в данной статье представлено технико-экономическое обоснование недорогого пьезоэлектрического преобразователя для идентификации уровня эволюции частичных разрядов.

В настоящее время ведутся исследования в области выявления ЧР трансформаторов, с помощью недорогих пьезоэлектрических датчиков. Данное направление исследований является перспективным, результаты,

полученные во время экспериментов показывают неплохую эффективность данного метода при цене системы по выявлению ЧР в разы ниже, чем у систем, основанных на методе ВЧ и УВЧ фиксации, а тем более значительно ниже систем, основанных на датчиках акустической эмиссии.

Метод регистрации частичных разрядов с помощью пьезоэлектрических датчиков во многом схож с методом регистрации при помощи датчиков акустической эмиссии. Как показывают многочисленные исследования, сигналы, получаемые при помощи пьезоэлектрических датчиков очень похожи на сигналы, полученные с помощью датчиков акустической эмиссии.



Рисунок 7 - Внешний вид датчика акустической эмиссии(слева) и пьезоэлектрического датчика(справа)

За основу можно взять недавнее исследование от 14 ноября 2018года. Данное исследование проводилось в государственном институте Сан-Паулу, Бразилия. Оно посвящено вопросу применимости пьезоэлектрических датчиков для регистрации частичных разрядов.

Для этой цели в распределительном трансформаторе 30 кВА три коронных частичных разряда были произведены при трех различных уровнях напряжения с использованием медного электрода. Недорогой пьезоэлектрический датчик был присоединен к корпусу трансформатора.

Сигналы акустической эмиссии трех уровней частичного разряда регистрировались и анализировались с использованием метрик акустических сигналов, таких как энергия, пиковое значение и спектральная плотность мощности. Экспериментальные результаты показали, что недорогой датчик способен идентифицировать эволюцию интенсивности частичного разряда, поскольку значения, полученные с помощью метрик, напрямую связаны с уровнями частичного разряда. Таким образом, результаты, представленные в этом исследовании, показывают, что пьезоэлектрический преобразователь имеет большую применимость для диагностики развития частичных разрядов и, таким образом, может помочь в планировании технического обслуживания электрооборудования.

Одним из наиболее частых отказов в трансформаторах является частичный разряд (ЧР), который может быть результатом повреждения их системы изоляции. Он характеризуется излучением световых, тепловых, электромагнитных и акустических волн. В специальной литературе существует множество методов обнаружения ЧР, и они классифицируются как электрические, оптические, химические и акустические методы обнаружения. Хорошо известным методом является акустическая эмиссия, в которой используются датчики для захвата акустических сигналов, генерируемых ЧР.

Во многих случаях, когда обнаруживается ЧР, нет необходимости в немедленном техническом обслуживании трансформатора. Однако необходимо знать, когда этот сбой становится критическим, чтобы обслуживание устройства можно было запланировать и правильно выполнить. Таким образом, можно избежать многих отказов в трансформаторах с помощью внедрения систем мониторинга, которые оценивают развитие отказов и затем планируют будущие действия, такие как профилактическое обслуживание или замена существующего оборудования. Тем не менее, датчики, обычно используемые для этой цели, имеют высокую стоимость, что делает их применение нецелесообразным для постоянного

контроля в течение срока службы трансформатора. Поэтому инженеры проявили интерес к разработке недорогих решений, чтобы сделать системы мониторинга более доступными и поставить правильные и точные диагнозы для отказа в этом типе оборудования.

Для этой цели пьезоэлектрические датчики стали экономически выгодной альтернативой и представили аналогичные результаты в отношении широко используемых преобразователей. Таким образом, использование этих датчиков становится более широким в этой области с целью построения системы диагностики, регистрирующей ЧР.

Соответственно, данное исследование предлагает оценку осуществимости для определения уровня обнаружения ЧР с использованием пьезоэлектрических датчиков для обнаружения излучаемых акустических сигналов.

#### **2.2.2.1 Частичный разряд в силовых трансформаторах**

Как уже упоминалось, одной из наиболее распространенных неисправностей в силовых трансформаторах является частичный разряд (ЧР). Согласно МЭК-60270 (2011), ЧР определяется как электрический разряд, который частично заполняет изоляцию между двумя проводниками. Они могут возникать при создании электрических зарядов из-за разницы электрического потенциала в пузырьках газов, поврежденных или разрушенных изоляционных материалах, что приводит к неполному ионизированному пути с появлением свободных электронов. Частичные разряды усиливают возмущение в материале, которое характеризуется излучением тепла, света, электромагнитного излучения и ультразвуковых волн в виде импульсов, распространяющихся во всех направлениях источника разряда. Таким образом, ЧР может быть обнаружен путем измерения и анализа его сигналов и изменений. Обнаружение и идентификация развития ЧР очень важны, так как возникновение этих отказов может быть первичным индикатором проблем в системе изоляции, и

развитие этого явления может привести к полному выходу из строя трансформаторов.

### 2.2.2.2 Пьезоэлектрические датчики

Пьезоэлектрический эффект возникает в материалах, которые при воздействии механического напряжения создают выходное напряжение (прямой эффект). Обратный эффект также возникает, то есть при приложении электрического напряжения к пьезоэлектрическому материалу возникает механическая деформация. Пьезоэлектрические преобразователи, показанные на рисунке 10, имеют керамический диск  $25,0 \text{ мм} \times 0,23 \text{ мм}$  и латунную пластину размером  $35,0 \text{ мм} \times 0,30 \text{ мм}$  которые объединены для обнаружения частичного разряда в силовых трансформаторах. Однако этот датчик окончательно ещё не был подтвержден для диагностики развития явления частичного разряда.

Таким образом, некоторые методы обработки сигналов, во временной и частотной области, были применены для проверки возможности применения пьезоэлектрических датчиков в развитии этого отказа. В следующем разделе представлены используемые метрики.

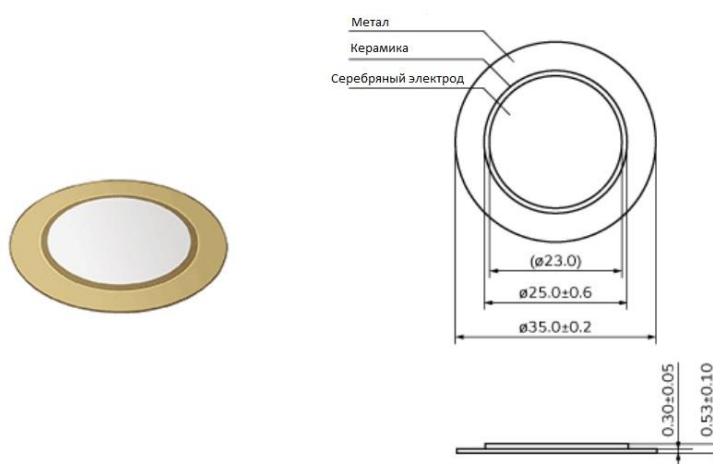


Рисунок 8 - Конструкция пьезоэлектрического датчика

### 2.2.2.3 Анализ акустических сигналов (энергия и спектральная плотность)

Параметры, используемые для обработки сигналов, полученных в ходе испытаний, были следующими: содержание энергии  $E_b$  и спектральная плотность мощности  $S(\omega)^i$ . Содержание энергии в сигнале  $f(t)$  может быть выражено уравнением (13), где  $f(\omega)$  является FFT  $f(t)$ :

$$E_b = \int |f(t)|^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int |f(\omega)|^2 d\omega \quad (13)$$

Критерий спектральной плотности мощности (PSD) является стандартным методом для выделения характеристик стохастических сигналов и описания распределения энергии сигнала в частотной области. В этом методе сигнал  $x(n)$  делится на  $L$  равных сегментов длины  $M$ . PSD сегмента  $i$  определяется уравнением (14):

$$S(\omega)^i = \frac{1}{\sum_{n=0}^{M-1} d_M^2(n)} \sum_{n=0}^{M-1} x^i(n) d_M e^{-j\omega n} \quad (14)$$

где  $d_M^2(n)$  - оконная функция размера  $M$ ,  $x^i(n)$  -  $i$ -й сегмент  $x(n)$ . Среднее значение  $S(\omega)^i$  ( $S_x(\omega)$ ) для каждого сегмента  $L$ , представляет собой PSD  $x(n)$  согласно уравнению (15):

$$S_x(\omega) = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L S(\omega)^i \quad (15)$$

Далее будет рассмотрена методология, используемая при обнаружении акустических сигналов ЧР, с учетом их прогрессии.

### 2.2.2.4 Экспериментальная установка

Целью данного исследования является оценка применимости пьезоэлектрических датчиков при идентификации развития ЧР. Для этого пьезоэлектрический датчик был прикреплен к корпусу силового трансформатора в соответствии с рисунком 9 а, а следующая процедура была выполнена в соответствии со схемой рисунка 9 б.



Рисунок 9 - (а) Датчик, соединенный с трансформатором; (б) принципиальная схема процедуры эксперимента.

Как только уровень деградации материала и напряженность электрического поля могут влиять на частоту ЧР, медный электрод с зазором 2 мм питался источником напряжения 2,1 кВ, 2,8 кВ и 3,5 кВ с целью генерации частичного разряда. Источник среднего напряжения обеспечивался переменным трансформатором, установленным на 30 В, 40 В и 50 В, подключенным к трансформатору с коэффициентом витков 70:1. Пьезоэлектрический датчик был прикреплен к корпусу распределительного трансформатора через маслянистую парафиновую жидкость, а оболочка трансформатора была заземлена.

Для сбора акустических сигналов, испускаемых ЧР, осциллограф был настроен на частоту дискретизации 2 мс / с. Кабели с заземленным экраном были использованы для предотвращения электромагнитных помех. Сигнал датчика был усилен в 25 раз интегральной схемой INA 128P от Texas Instruments. Эта интегральная схема имеет частотную характеристику до 500 кГц и использовалась в качестве сглаживающего фильтра. Кроме того, для уменьшения влияния внешних вибраций на датчик MFC был применен высокочастотный цифровой фильтр с частотой среза 20 кГц. На основе этих собранных данных был выполнен анализ спектральной плотности энергии и



мощности для каждого уровня частичного разряда. Было проведено десять испытаний, и, поскольку полученные результаты были схожими, представлены только результаты одного ЧР для каждого уровня.

На рисунке 10 показан единичный сигнал ЧР во временной области, где напряжение, приложенное для возникновения явления, составило 2,1 кВ.

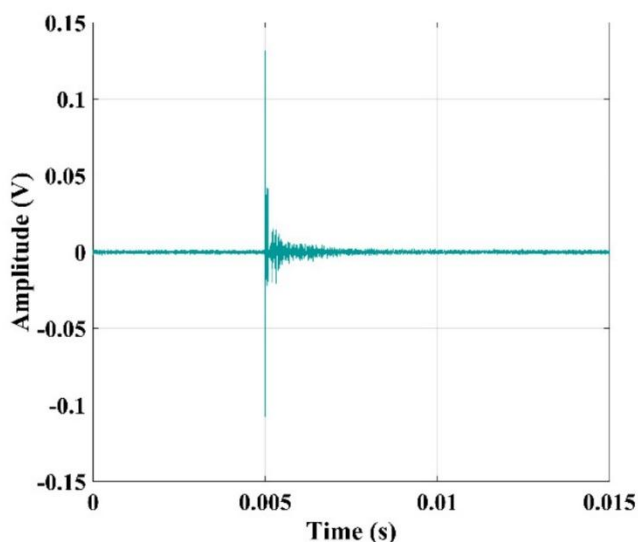


Рисунок 10 - Сигнал частичного разряда во временной области, полученный от пьезоэлектрической диафрагмы.

На рисунке 10 сигнал, предоставляемый недорогим датчиком, представлял акустический переходный процесс в момент времени 0,005 с, с приблизительной длиной 0,002 с, что ясно указывает на возникновение частичного разряда. Тем не менее, поскольку целью данного исследования является проверка жизнеспособности пьезоэлектрической диафрагмы при идентификации оценки прогрессирования явления ЧР, проанализировано спектральное содержание, а также энергия акустического сигнала, генерируемого тремя вставленными ЧР. Рисунок 11 иллюстрирует спектральную плотность мощности и энергию для трех сигналов.

Как показано на рисунке 11а, частота всех акустических сигналов, которые генерировались тремя уровнями разряда, является более значительной в диапазоне от 20 кГц до 400 кГц. Кроме того, было замечено, что амплитуды спектральной плотности увеличивались с интенсивностью

напряжения, которое использовалось для генерации явления ЧР. Для ЧР 1 PSD варьировалась в пределах  $5 \times 10^{-6} \text{ В}^2/\text{Гц}$ , увеличиваясь примерно до  $1 \times 10^{-5} \text{ В}^2/\text{Гц}$  и  $2 \times 10^{-5} \text{ В}^2/\text{Гц}$ , в ЧР 2 и ЧР 3, соответственно, в полосе от 20 кГц до 400 кГц. Что касается ЧР 1, эти значения представляют рост в два и четыре раза для ЧР 2 и ЧР 3 соответственно. Таким образом, можно сделать вывод, что для одного и того же датчика спектральная плотность мощности увеличивается с напряженностью электрического поля, которое было приложено для генерации каждого ЧР.

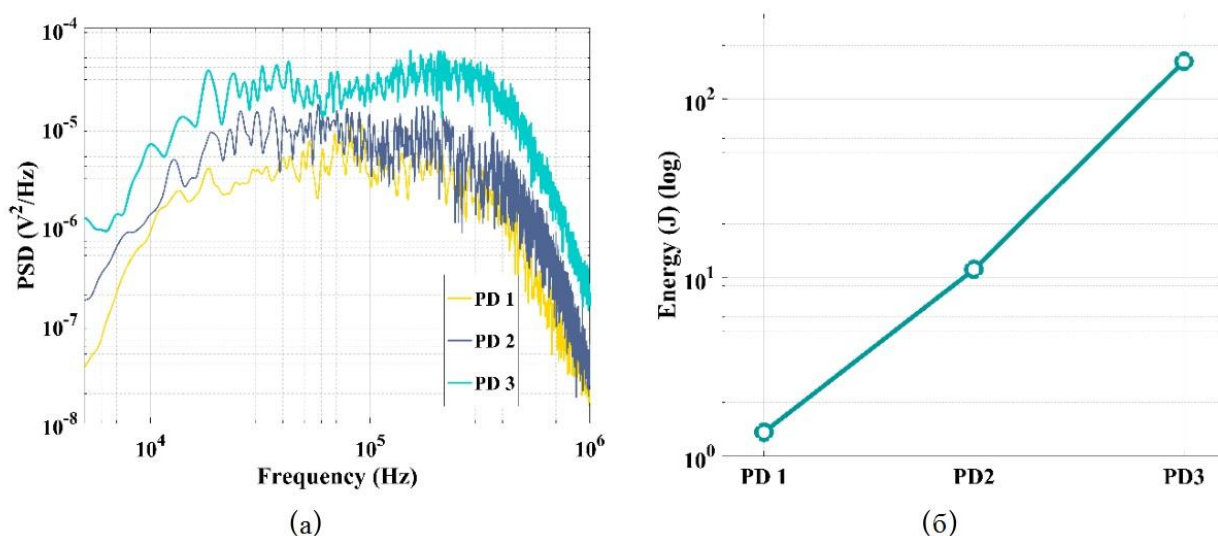


Рисунок 11- Спектральная плотность мощности для разных уровней частичного разряда (а) и энергия акустического сигнала для разных уровней частичного разряда (б).

Результаты, представленные на рисунке 13б, подтверждают результаты, полученные в результате спектрального анализа. Наблюдается, что энергия увеличивается с напряженностью приложенного электрического поля, представляя значения 1,3 Дж для ЧР 1, 11,0 Дж для ЧР 2 и 160,0 Дж для ЧР 3. Что касается разряда 1, датчик генерировал сигналы с увеличением энергии в 10 и 100 раз, для разрядов 2 и 3 соответственно. Таким образом, когда интенсивность приложенного электрического поля увеличивается, амплитуда спектральной плотности энергии и мощности акустического сигнала, генерируемого пьезоэлектрическим датчиком, также увеличивается.

Таким образом, можно сделать вывод, что обсуждаемый датчик можно использовать для проверки эволюции ЧР в трансформаторах.

Применение пьезоэлектрических датчиков при диагностике ЧР в силовых трансформаторах имеет большие перспективы для обеспечения своевременного технического обслуживания, а также правильной работы электрической системы. Таким образом, было представлено обоснование использования недорогого пьезоэлектрического преобразователя для определения уровня развития ЧР. Был использован распределительный трансформатор 30 кВА, и акустические сигналы, производимые ЧР, регистрировались недорогим пьезоэлектрическим датчиком. Для анализа сигнала использовались метрики энергии и спектральной плотности мощности, и на основании полученных результатов было подтверждено, что оба они увеличиваются с уровнем интенсивности приложенного напряжения для создания обсуждаемых разрядов. Таким образом, можно сделать вывод, что недорогой датчик может быть эффективной альтернативой измерению развития явления ЧР в трансформаторах. Следовательно, он может применяться в системах мониторинга и помогать в планировании технического обслуживания электрооборудования.

## **2.3 Мониторинг уровня вибраций**

### **2.3.1 Физическое происхождение механических колебаний**

Вибрации вызваны зависимыми от напряжения и нагрузки эффектами, которые приводят к колебаниям в механических конструкциях силовых трансформаторов.

### 2.3.2 Вибрации, зависящие от напряжения

Вибрация, зависящая от напряжения, возникает из-за магнитоэлектричества, приводящей к колебаниям сердечника. Домены Вейсса в металле ориентируются вдоль изменяющегося во времени основного магнитного потока, индуцированного приложенным напряжением. Рисунок 14 иллюстрирует процесс. Домены Вейсса представлены элементарными магнитами. На первом этапе плотность магнитного потока максимальна и ориентирована влево. Все домены Вейсса ориентированы соответственно. Плотность колеблющегося магнитного потока меняет ориентацию доменов Вейсса. Они следуют за потоком, как показано на втором шаге. Поскольку каждый домен Вейсса покрывает определенный объем материала, его движение приводит к изменяющемуся расширению всего металла. Периодически расширяющиеся и сжимающиеся листы ламинации вызывают механическую вибрацию. На третьем шаге все домены Вейсса выровнены вдоль плотности потока на противоположном максимуме справа. Возникающее изменение длины в одном направлении после ориентации плотности потока составляет  $\Delta L$ . Ориентация доменов Вейсса на первом и третьем шагах при положительном и отрицательном максимуме плотности магнитного потока одинакова. Следовательно, два максимума материального расширения появляются в течение одного электрического периода. Основное колебание - удвоенная электрическая частота. В Европейской сети операторов систем передачи электроэнергии (ENTSOE) электрическая частота 50 Гц приводит к 100 Гц основным механическим колебаниям.

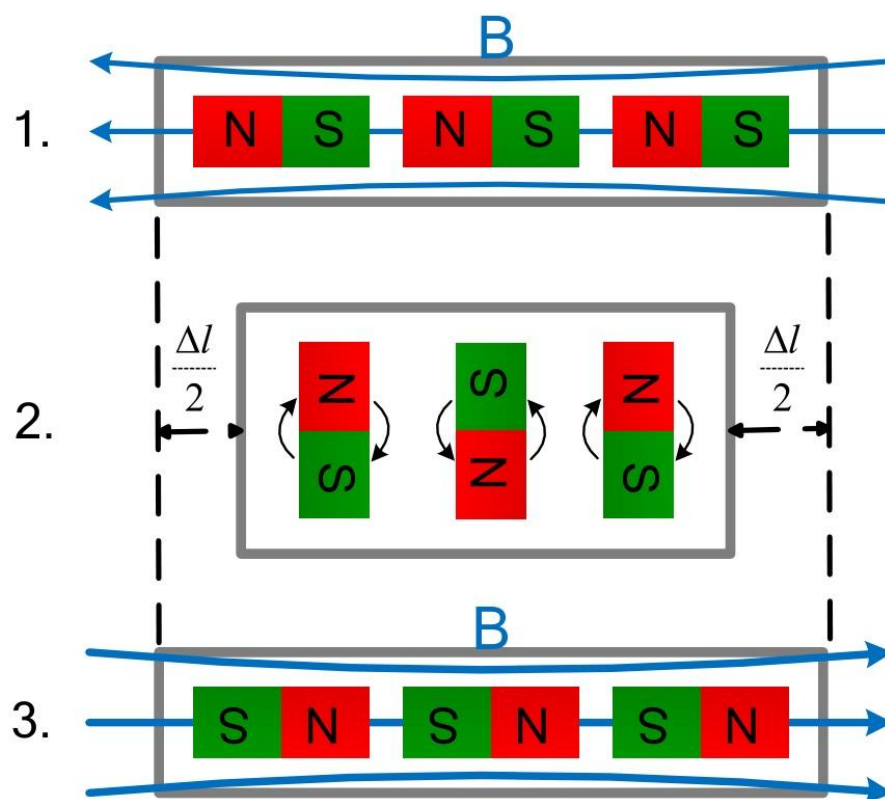


Рисунок 12 - Деформация ферромагнитного материала под действием магнитных полей

### 2.3.3 Зависимые от тока вибрации

В условиях нагрузки связанные с током эффекты накладывают магнитострикцию. Силы переменного магнитного поля воздействуют на токонесущие обмотки, приводя к колебаниям с удвоенной частотой электрического тока. Кроме того, магнитный поток рассеяния увеличивается с нагрузкой, что вызывает магнитострикцию и, следовательно, вибрации в ловушках потока рассеяния. Следовательно, частотный спектр трансформатора состоит из наложенных частот, созданных различными механиками. Простая электрическая модель для характеристик вибрации может быть получена с помощью упрощенной однофазной эквивалентной схемой трансформатора, показанной на рисунке 13.

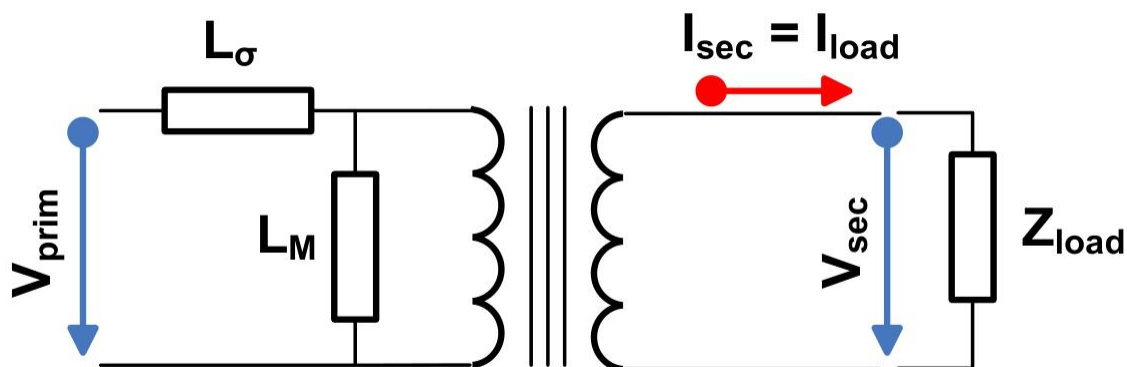


Рисунок 13 - Упрощённая однофазная схема замещения трансформатора

$L_{\sigma}$  является индуктивностью, вызванной магнитным потоком рассеяния.  $L_M$  - индуктивность основного магнитного потока. Первичная и вторичная обмотки объединены идеальным трансформатором. С ростом нагрузки падение напряжения на  $L_M$  уменьшается. Таким образом, основной магнитный поток уменьшается (согласно закону электромагнитной индукции). Поскольку магнитострикция не является линейной,  $L_M$  также вызывает гармоники. Соответственно, гармоники растут с уменьшением нагрузки. Поток рассеяния напрямую зависит от нагрузки. Это вызывает вибрации обмоток и шунтов. Оба влияют в основном на базовую частоту. Поэтому основная частота увеличивается с нагрузкой. Важность влияния температуры будет доказано далее.

#### 2.3.4 Частотный спектр колебаний

Трансформатор колеблется с двойной электрической частотой и наложенными гармониками. Следовательно, механические структуры активной части и резервуара приводят к спектру, содержащему гармоники значительной амплитуды вплоть до частот около 1 кГц, (Рисунок 14). Амплитудный сигнал по оси  $Y$  в мВ имеет линейную зависимость (линейная чувствительность датчика и усиление) от силы ускорения в ньютонах.

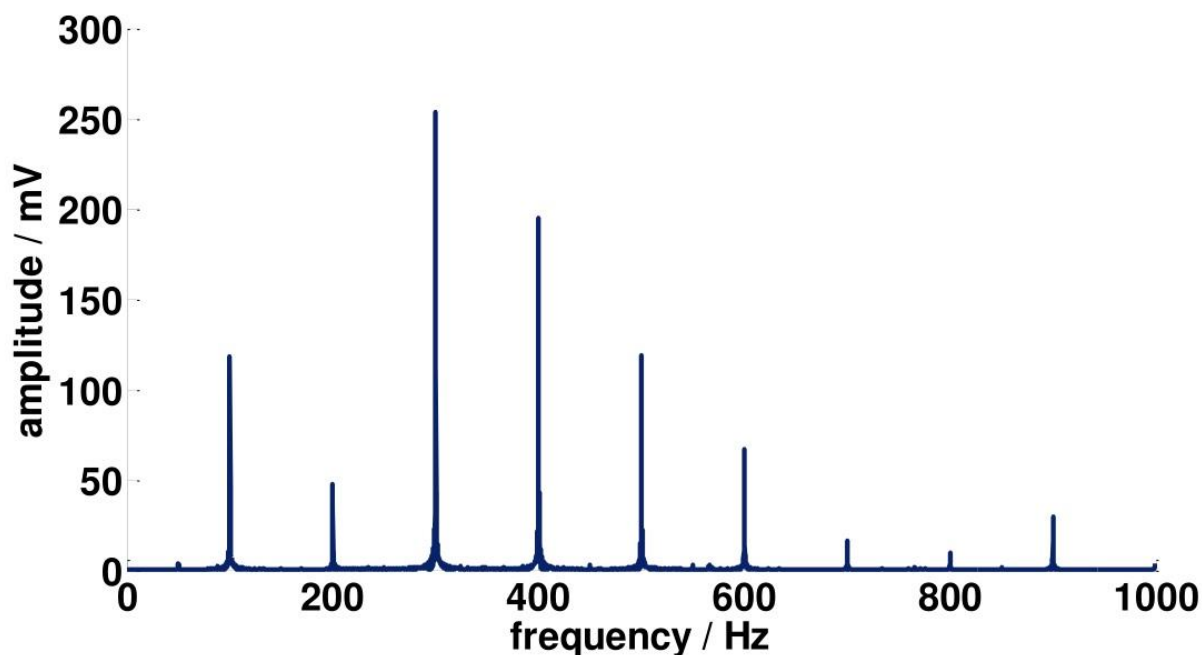


Рисунок 14 - Пример спектра измерения виброускорений на внешней стороне бака повышающего трансформатора 120МВА.

Вибрации обычно измеряются на внешней стенке резервуара с помощью акселерометров. Вибрации, возникающие внутри трансформатора, распространяются через масло и передаются на металлический бак трансформатора. Его продольная составляющая может быть измерена как ускорение на баке. Данный способ измерения может быть осуществим с помощью недорогих датчиков.

Фундаментальные исследования с использованием простой геометрии резервуара показывают, что демпфирующий эффект при прохождении вибрации через стенки бака и масло очень мал, что делает данный метод весьма показательным.

### 2.3.5 Долгосрочное измерение

Вибрации измеряются на силовом трансформаторе 120 МВА с использованием одного датчика ускорения, расположенного посередине стенки бака трансформатора, см. Рисунок 17. Система была установлена в 2009 году. Трансформатор представляет собой систему с охлаждением

OFAF(ДЦ), работающую только при  $\cos\phi = 1$  (она не способствует компенсации реактивной мощности). Иногда трансформатор подключен к сети, запись вибрации выполняется каждые 3 минуты с частотой дискретизации 44,1 кГц. Сигналы преобразуются в частотной области с использованием быстрого преобразования Фурье (БПФ). Поскольку вибрации возникают только на определенных частотах с относительно резкими пиками, см. Рисунок 16, дискретные частоты (100 Гц и гармоники) рассматриваются в полосе частот  $\pm 5$  Гц.

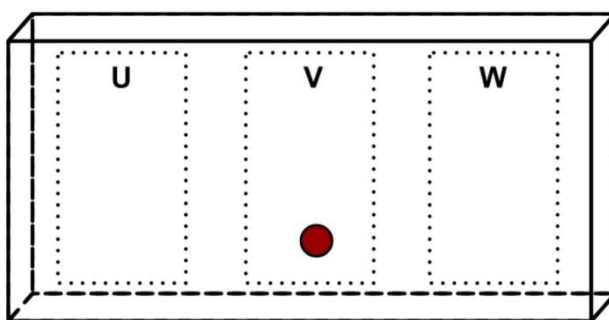


Рисунок 15 - Датчик ускорения, расположенный на баке трансформатора, примерно в его центре

Чтобы иметь возможность соотносить вибрации и состояние трансформатора, ток нагрузки (среднеквадратичное значение) и температура масла в верхней части трансформатора также постоянно записываются. Рассматриваемый единичный генератор-трансформатор подключен к небольшой угольной электростанции, которая не подключена к сети постоянно. Поэтому анализ вибраций требует детального изучения. Режим запуска и режим непрерывной работы должны рассматриваться отдельно.

На рисунке 16 показан запуск 18 февраля 2013 года и 5 дней работы с изменяющимися токами нагрузки. Отображается вся мощность сигнала, а также состав его гармоник (включая другие частоты, например, шум). Для оценки вибрации запуск должен рассматриваться отдельно от непрерывной работы из-за остаточного намагничивания сердечника. Остаточный эффект



сохраняется в течение нескольких часов после запуска и изменяется температуры масла, что приводит к кратковременному состоянию. Следовательно, учитываются только вибрации через 1000 минут (~ 16,7 ч) после запуска.

Как показано на рисунке 16, вся мощность сигнала зависит от нагрузки. Изменения нагрузки приводят к переменному поведению колебаний во времени, что подтверждает физическую модель. Сравнение производной вибраций после изменений нагрузки также позволяет определить температурную корреляцию. Кроме того, вибрации значительно меняются во время постоянного тока нагрузки и только незначительно при изменяющейся температуре. Это может быть вызвано устройством РПН. Для поддержания желаемого реактивного коэффициента  $\cos\phi = 1$ , переключатель нагрузки ответвления переключается.

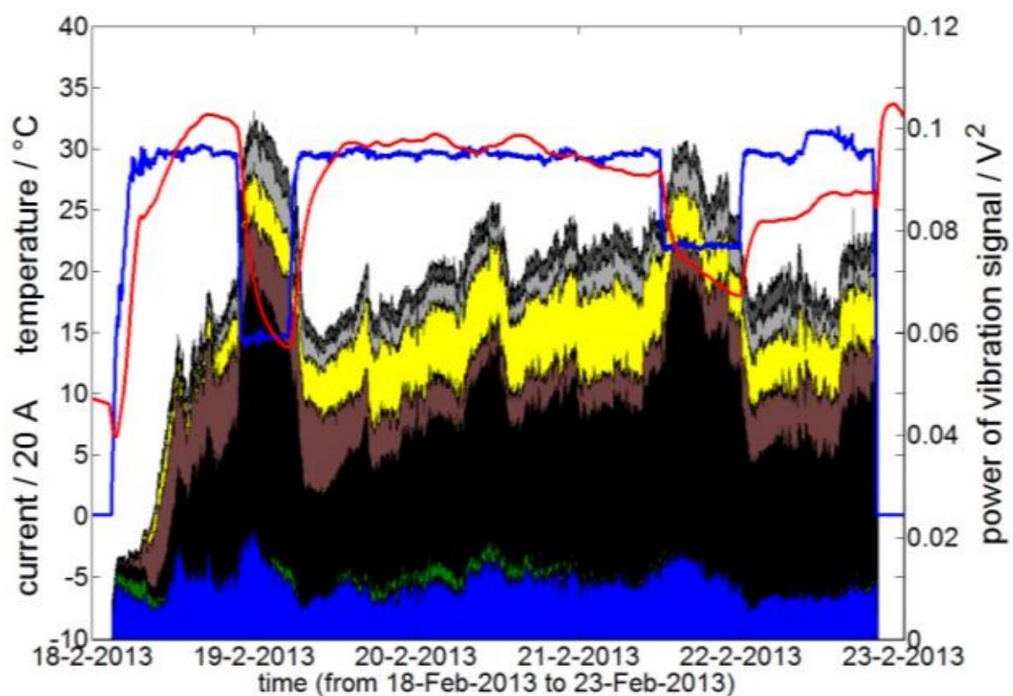


Рисунок 16 - Частотные составляющие колебаний во времени при изменении нагрузки. Левая ось: ток (коэффициент умножения 20) синим цветом, температура красным. Правая ось: мощность сигнала, 100 Гц (синий), 200 Гц (зеленый), 300 Гц (черный), 400 Гц (коричневый), 500 Гц (желтый), высшие гармоники (светло-серый) и другие частоты (темно-серый).

Исходя из условий методики определения уровня вибраций, можно сделать вывод, что для определения состояния по уровню вибраций трансформатора, желательно использовать систему измерения с использованием одного вибродатчика (акселерометра), который смог бы определять вектор ускорения в продольном и поперечном направлении, либо использовать для этих целей два простых датчика. Так как система будет проектироваться с прицелом на минимальную стоимость – использование дорогой системы преобразования сигналов с вибродатчиков будет нецелесообразно. Поэтому хорошим вариантом будет использовать активных датчиков с токовым выходом 4-20мА. Подобные датчики фиксируют среднеквадратичный уровень вибрации за 1 секунду и передают эти данные в аналоговом виде на вход системы мониторинга, что в значительной мере снизит требования к самой системе, но при этом будет не менее информативно отображать состояние трансформатора по показателю уровня вибраций. Главный критерий при выборе – способность фиксировать частоты до 1кГц.

#### **2.4 Анализ состояния трансформатора по состоянию трансформаторного масла**

Трансформаторное масло (также известное как изоляционное масло) - это особый тип масла, которое обладает отличными электроизоляционными свойствами и устойчиво при высоких температурах. Трансформаторное масло используется в маслонаполненных электрических силовых трансформаторах для изоляции, прекращения искрения и коронного разряда, а также для отвода тепла от трансформатора (то есть действует как охлаждающая жидкость).

Трансформаторное масло также используется для сохранения сердечника и обмоток трансформатора, так как они полностью погружены в масло. Другим важным свойством изоляционного масла является его способность предотвращать окисление бумажной изоляции, изготовленной

из целлюлозы. Трансформаторное масло действует как барьер между кислородом воздуха и целлюлозой, избегая прямого контакта и, следовательно, сводя к минимуму окисление. Уровень трансформаторного масла обычно измеряется с помощью MOG (Магнитный датчик уровня масла).

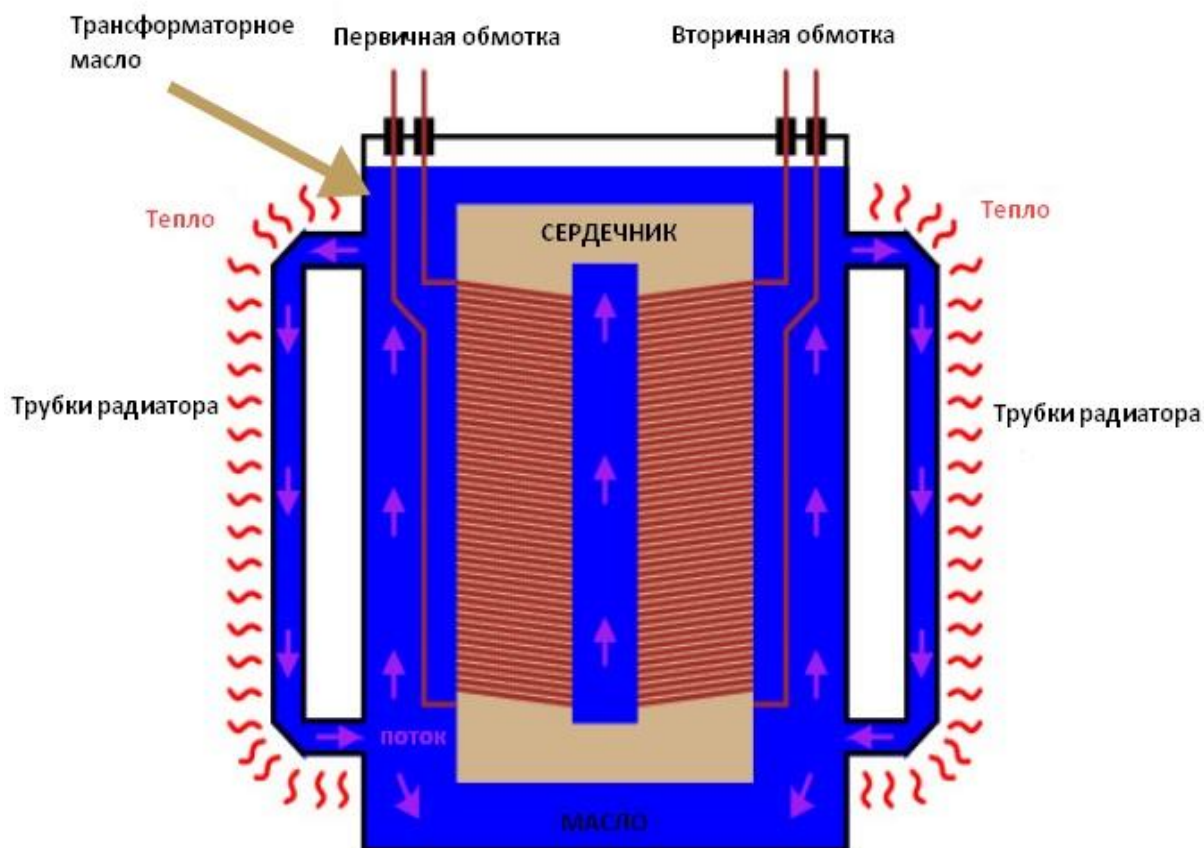


Рисунок 17 - Схематичное изображение отвода тепла через трансформаторное масло.

Существует два основных типа трансформаторного масла, используемого в трансформаторах:

- Трансформаторное масло на основе парафина
- Трансформаторное масло на основе нафталина

Нафталиновое масло легче окисляется, чем парафиновое масло. Но продукт окисления - то есть шлам - в нафталиновом масле более растворим, чем шлам из парафинового масла. Таким образом, осадок масла на основе

нафталина не осаждается в нижней части трансформатора. Следовательно, он не препятствует конвекционной циркуляции масла, значит, он не нарушает систему охлаждения трансформатора.

Хотя парафиновое масло имеет более низкую скорость окисления, чем нафталиновое, продукт окисления (шлам) нерастворим и осаждается на дне резервуара. Этот шлам действует как препятствие для системы охлаждения трансформатора.

Другая проблема с парафиновым маслом состоит в том, что растворенные в нем воски могут привести к высокой температуре застывания. Хотя это не проблема в более теплых климатических условиях (например, в Индии).

Несмотря на упомянутые выше недостатки, масло на основе парафина все еще широко используется во многих странах (например, в Индии) из-за его высокой доступности.

Некоторые специфические свойства изоляционного масла следует учитывать для определения работоспособности масла.

Свойства (или параметры) трансформаторного масла:

- Электрические свойства: диэлектрическая прочность, удельное сопротивление, коэффициент диэлектрического рассеяния.
- Химические свойства: содержание воды, кислотность, содержание осадка.
- Физические свойства: межфазное натяжение, вязкость, температура вспышки, температура застывания.

#### **2.4.1 Диэлектрическая прочность трансформаторного масла**

Диэлектрическая прочность трансформаторного масла также известна как напряжение пробоя (BDV) трансформаторного масла. Напряжение пробоя измеряется путем наблюдения за тем, при каком напряжении искрятся пряди между двумя погруженными в масло электродами, разделенными

определенным зазором. Низкое значение BDV указывает на наличие в масле содержания влаги и проводящих веществ.



Рисунок 18 - Внешний вид установки для тестирования трансформаторного масла на диэлектрическую прочность.

Для измерения диэлектрической прочности трансформаторного масла обычно используется портативный измерительный комплекс. В этом комплексе масло хранится в сосуде, в котором одна пара электродов закреплена с зазором 2,5 мм (в некоторых случаях это 4 мм) между ними. Теперь между электродами подается медленно растущее напряжение. Скорость нарастания напряжения регулируется на уровне 2 кВ/с и отслеживается напряжение, при котором начинается искрение между электродами. Это показывает, при каком напряжении диэлектрическая прочность трансформаторного масла между электродами была нарушена.

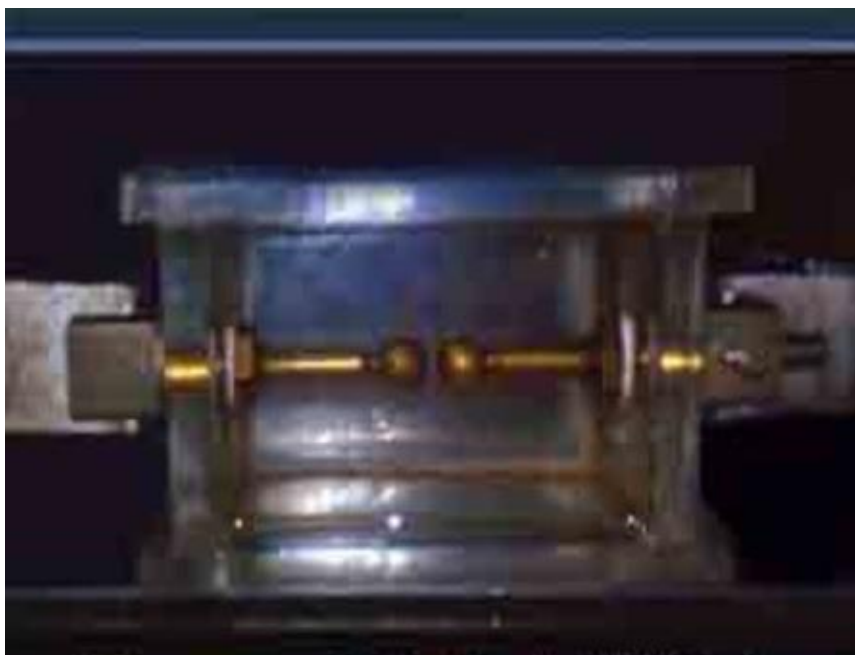


Рисунок 19 - Выставленный зазор между электродами для проверки диэлектрической прочности масла

Это измерение проводится от 3 до 6 раз в одном и том же образце масла, и берётся среднее значение этих показаний. Значение пробивного напряжения трансформаторного масла – важная характеристика масла как изолятора.

Сухое и чистое масло имеет более высокое напряжение пробоя, чем масло с содержанием влаги и другими проводящими примесями. Минимальное напряжение пробоя трансформаторного масла или диэлектрическая прочность трансформаторного масла, при котором это масло можно безопасно использовать в трансформаторе, считается равным 30 кВ.

#### **2.4.2 Удельное сопротивление трансформаторного масла**

Это еще одно важное свойство трансформаторного масла. Удельное сопротивление масла является мерой сопротивления постоянному току между двумя противоположными сторонами одного блока объёмом  $1\text{см}^3$  масла. Единица измерения - Ом-см при определенной температуре. С

увеличением температуры удельное сопротивление масла быстро уменьшается.

Сразу после зарядки трансформатора после длительного отключения температура масла будет соответствовать температуре окружающей среды, а при полной нагрузке температура будет очень высокой и может возрасти до  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  в условиях перегрузки. Таким образом, удельное сопротивление изоляционного масла должно быть высоким при комнатной температуре, а также оно должно иметь хорошие значения при высокой температуре. Вот почему удельное сопротивление или удельное сопротивление трансформаторного масла измеряется при  $27\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а также при  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Минимальное стандартное удельное сопротивление трансформаторного масла при  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  составляет  $35 \times 10^{12}$  Ом-см, а при  $27\text{ }^{\circ}\text{C}$  -  $1500 \times 10^{12}$  Ом-см.

### **2.4.3 Коэффициент диэлектрических потерь трансформаторного масла**

Коэффициент диэлектрического рассеяния также известен как коэффициент диэлектрических потерь или тангенс-дельта трансформаторного масла. Когда изоляционные материалы помещаются между токоведущей частью и заземленной частью электрооборудования, течет ток утечки. Поскольку изолирующий материал по своей природе является диэлектриком, ток через изоляцию в идеальном случае опережает напряжение на  $90\text{ }^{\circ}$ . Здесь напряжение означает мгновенное напряжение между токоведущей частью и землей оборудования. Но на самом деле никакие изоляционные материалы не имеют идеального диэлектрического характера.

Если угол потерь мал, то резистивная составляющая тока  $IR$  мала, что указывает на высокое резистивное свойство изоляционного материала. Высокая резистивная изоляция является хорошим изолятором. Следовательно, желательно, чтобы угол потерь был как можно меньше.

Поэтому мы должны постараться сохранить значение  $\tan\delta$  как можно меньшим. Высокое значение этого  $\tan\delta$  указывает на наличие загрязнений в трансформаторном масле.

Следовательно, существует четкая связь между  $\tan\delta$  и удельным сопротивлением изоляционного масла. Если удельное сопротивление изолирующего масла уменьшается, значение  $\tan\delta$  увеличивается, и наоборот. Таким образом, как испытание на удельное сопротивление, так и измерение тангенс-дельта трансформаторного масла, как правило, не требуется для одного и того же куска изолятора или изоляционного масла.

Кратко можно сказать, что  $\tan\delta$  является мерой несовершенства диэлектрической природы изоляционных материалов, таких как трансформаторное масло.

#### **2.4.4 Кислотность трансформаторного масла**

Кислотность трансформаторного масла является вредным свойством. Если масло становится кислым, содержащаяся вода в масле становится более растворимой. Кислотность масла ухудшает изоляционные свойства бумажной изоляции обмоток. Кислотность ускоряет процесс окисления в масле. Кислота также включает ржавление железа в присутствии влаги.

Тест на кислотность трансформаторного масла может быть использован для измерения кислотных составляющих загрязняющих веществ. Мы выражаем кислотность масла в мг КОН, необходимую для нейтрализации кислоты, присутствующей в грамме масла. Это также известно как число нейтрализации.

#### **2.4.5 Содержание воды в трансформаторном масле**

Содержание влаги или воды в трансформаторном масле крайне нежелательно, поскольку оно отрицательно влияет на диэлектрические свойства масла. Содержание воды в масле также влияет на бумажную изоляцию сердечника и обмотку трансформатора. Бумага очень



гигроскопична. Бумага поглощает максимальное количество воды из масла, что влияет на свойства изоляции бумаги, а также сокращает срок ее службы. Но в нагруженном трансформаторе масло нагревается, поэтому растворимость воды в масле увеличивается.

В результате бумага высвобождает воду и увеличивает содержание воды в трансформаторном масле. Таким образом, температура масла во время взятия образца для испытания является критической. Во время окисления в масле образуются кислоты, которые вызывают растворимость воды в масле. Кислота в сочетании с водой дополнительно разлагает масло, образуя больше кислоты и воды. Скорость деградации нефтепродукта увеличивается. Содержание воды в масле измеряется в миллионных долях (частей на миллион единиц).

Содержание воды в масле допускается до 50 промилле в соответствии с рекомендациями IS-335 (1993). Точное измерение содержания воды на таких низких уровнях требует очень сложного оборудования, такого как титратор Coulometric Karl Fisher.

#### **2.4.6 Межфазное поверхностное натяжение трансформаторного масла**

Межфазное поверхностное натяжение между поверхностью раздела воды и масла является способом измерения силы притяжения между водой и маслом в дин/см или миллиньютон/метр. Точное определение межфазное поверхностное натяжение масла полезно для определения наличия полярных загрязнений и продуктов распада масла. Хорошее новое масло, как правило, обладает высоким межфазным натяжением. Загрязнения от окисления масла понижают IFT.

#### **2.4.7 Температура вспышки трансформаторного масла**

Температура вспышки трансформаторного масла - это температура, при которой масло дает достаточно паров для образования горючей смеси с

воздухом. Эта смесь дает мгновенную вспышку при применении пламени в стандартных условиях. Температура вспышки важна, потому что она определяет вероятность возникновения пожара в трансформаторе. Поэтому желательно иметь очень высокую температуру вспышки трансформаторного масла. В общем, это больше, чем  $140^{\circ}$  ( $> 10^{\circ}$ ).

#### **2.4.8 Температура застывания трансформаторного масла**

Это минимальная температура, при которой масло начинает течь при стандартных условиях испытаний. Температура застывания трансформаторного масла является важным свойством в основном в местах, где климат холодный. Если температура масла падает ниже температуры застывания, трансформаторное масло прекращает конвекцию и препятствует охлаждению в трансформаторе. Масло на основе парафина имеет более высокую температуру застывания по сравнению с нефтью на основе нафталина. Температура застывания трансформаторного масла в основном зависит от содержания воска в масле. Поскольку масло на основе парафина имеет большее содержание воска, оно имеет более высокую температуру застывания.

#### **2.4.9 Вязкость трансформаторного масла**

В нескольких словах о вязкости трансформаторного масла можно сказать, что вязкость - это сопротивление потока в нормальных условиях. Сопротивление потоку трансформаторного масла означает препятствие конвекционной циркуляции масла внутри трансформатора. Хорошее масло должно иметь низкую вязкость, чтобы оно оказывало меньшее сопротивление обычному потоку масла, таким образом, не влияя на охлаждение трансформатора. Низкая вязкость трансформаторного масла имеет важное значение, но не менее важно, чтобы вязкость масла увеличивалась как можно меньше при понижении температуры. Каждая жидкость становится более вязкой, если температура снижается.

Согласно рекомендациям ФСК «ЕЭС», установка системы мониторинга состояния трансформаторного масла не является строгой необходимостью для трансформаторов класса напряжения до 110кВ. При этом, согласно регламенту технического обслуживания, масло обязательно берётся на пробу для лабораторного анализа один раз в два года.

Системы анализа трансформаторного масла являются крайне дорогими. Системы довольно сложные технически, а некоторые являются целыми лабораторными комплексами, с возможностью косвенного анализа диапазона температур точечных перегревов, согласно содержанию в масле определённых углеродных соединений. Стоимость подобных систем начинается с 10000-15000\$, что делает использование подобных систем в установках до 110кВ нецелесообразным.

Однако, как показывает статистика поломок трансформаторов – наиболее часто они связаны с состоянием трансформаторного масла. Поэтому мониторинг его состояния очень желателен в системе диагностики состояния трансформатора.

Одной из общих характеристик жидких сред, таких как трансформаторное масло, вода, ацетон, спирты, нефть и т.д. является прозрачность (цвет, мутность). Если в прозрачной жидкости нет посторонних примесей – она останется прозрачной, если же примесей слишком много – жидкость темнеет, изменяя свою прозрачность.

Для сравнения можно взглянуть на 2 пробы масла, одна из которых является новым маслом, а вторая – отработанным:



Рисунок 20 - Проба чистого трансформаторного масла(справа) и отработанного(слева)

Как видно из рисунка 20, отработанное масло, послужившее причиной дефекта, почти полностью потеряло свою прозрачность, цвет при этом стал почти чёрным.

Соответственно, систему анализа состояния трансформаторного масла можно свести к измерению в реальном времени его прозрачности. Для этого, как правило, в химической промышленности применяют проточные или погружные датчики мутности. Данный тип устройств, для текущей цели, должен иметь токовый выход 4-20мА, при этом параллельно с прозрачностью измерять содержание влаги в масле. Данное решение позволит следить за общим состоянием трансформаторного масла и дать сигнал при критических условиях работы, а также данное решение будет очень дешевым, что позволит применять его в системах мониторинга и агностики даже в небольших подстанциях класса напряжения 6-35/0,38кВ.

### **3 Определение концепции системы. Выбор номенклатуры компонентов системы. Расчёт стоимости данной системы диагностики**

#### **3.1 Выбор концепции системы диагностики и мониторинга**

Современные системы диагностики параметров практически любого техпроцесса базируются на автоматизированных системах управления, построенных на SCADA системах. Данные системы получили большое распространение благодаря гибкости настройки, возможности создания сетей, в которых точки, расположенные за многие километры друг от друга могут работать в одной системе.

Аббревиатура «SCADA» расшифровывается как: «система диспетчерского контроля и сбора данных. Системы SCADA на своем фундаментальном уровне являются системами промышленного управления. Это компьютерные системы управления, которые контролируют производственными процессами. Системы SCADA можно найти на производственных объектах, в добыче и переработке нефти, фармацевтике, энергетике, очистке и распределении воды, и этот список можно продолжить. Они являются лучшим методом контроля для процессов, которые имеют большие объемы данных, которые требуют сбора и анализа, или распространяются на большие расстояния, или требуют критического контроля в быстродействующих процессах.

Основными компонентами системы SCADA являются следующие сигналы:

- DI - дискретный вход
- DO - дискретный выход

Дискретные сигналы (также называемые цифровыми сигналами) обеспечивают вход ON или OFF для системы SCADA. Такой же двоичный формат сигнала, который используется в компьютерных процессорах. Основные типы сигналов:

- AI - аналоговый вход
- AO - аналоговый выход

Аналоговые сигналы являются непрерывными. Изменение значения сигнала отражает изменение контролируемых параметров. Примерами аналоговых сигналов являются температура и давление. Сигналы, генерируемые приборами, контролируемые системой SCADA, основаны на напряжении или токе. Аналоговые сигналы могут быть отформатированы как: 4-20 мА, 0-20 мА, 1-5 В постоянного тока, 0-5 В постоянного тока, от -10 В постоянного тока до 10 В постоянного тока. Значения (будь то дискретные или аналоговые), при использовании в системе SCADA, операторы должны рассматривать их как полезные.

Сбор данных и управление системой на самом высоком уровне делятся на две основные системы:

- SCADA - диспетчерский контроль и сбор данных;
- DCS - распределенная система управления.

Определение SCADA - это система мониторинга и / или контроля, которая использует центральный компьютер для хранения информации, и локальное / удаленное оборудование для мониторинга объектов и процессов. Управление может быть автоматическим или ручным и может осуществляться на удаленных устройствах или центральном компьютере.

Определение DCS - это система мониторинга и / или контроля, которая использует центральный компьютер для хранения информации и локальное / удаленное оборудование для мониторинга объектов и процессов. Управление может быть автоматическим или ручным и может осуществляться на удаленных устройствах или центральном компьютере.

Несмотря на то, что система SCADA, и система DCS практически одинаковы на всех уровнях, существует очень принципиальное различие. Система SCADA ориентирована на события и ориентирована на оператора. Данные хранятся в базе данных, и управление обычно осуществляется удаленно. DCS управляется состоянием процесса. Он напрямую связан с

полевыми устройствами, а управление осуществляется локально и автоматически. Оператору только сообщается о том, что произошло. Основная станция SCADA обычно рассматривает изменения состояния (как точки состояния, так и аналоговые изменения, приводящие к аварийным сигналам) в качестве основных критериев, определяющих систему сбора и представления данных. Любые необнаруженные изменения состояния просто не могут быть пропущены. Изменение состояния приведет к тому, что система сгенерирует все тревоги, события, обновления базы данных и любую специальную обработку, необходимую для этого. Списки событий и списки аварий имеют большое значение для оператора, иногда больше, чем экраны данных. SCADA для Наблюдения - Оператор принимает меры. И наоборот, системы DCS являются системами управления процессом, которые основаны на состоянии и рассматривают текущее и прошлое состояние переменной процесса как главные критерии, приводящие в действие DCS. Протоколы PLC, как правило, основаны на сканировании регистров без какой-либо конкретной обработки изменений состояния. Если точка переключается между сканированиями, она не будет видна DCS. Если какое-либо изменение состояний является критическим (как, например, для DCS, используемой для приложений SCADA), необходимо зафиксировать точку, пока не будет подтверждено, что она была отсканирована, что может быть трудным и недетерминированным. Программные задачи DCS обычно выполняются последовательно, а не по событиям. Если процесс начинает переходить от заданного параметра, DCS отвечает, чтобы сохранить значение этого параметра. Уведомление Оператора является второстепенным соображением. Списки событий и аварийных сигналов имеют второстепенное значение для отображения процесса, и фильтрация может быть не такой сложной и гибкой. С другой стороны, создание и отображение данных, особенно аналоговых трендов и стандартных технологических блоков, намного удобнее для пользователя и проще как для операторов, так и для инженеров.

Системы SCADA исторически были разбиты на две основные разновидности: Собственная система SCADA:

- Все или большинство компонентов, произведенные одним поставщиком
  - Установка и обслуживание из одного источника
  - Отсутствие совместимости с другими продуктами
- Использование проприетарных коммуникаций и программирования Mix&Match SCADA система
  - Обычно поставляется системным интегратором.
  - Обычно использует открытые протоколы связи.
  - Использует готовые продукты.
  - Программа ПЛК использует стандартные процедуры.
  - Используется открытое программное обеспечение HMI.

Оригинальные системы SCADA были проприетарными. Производитель собрал все оборудование, программное обеспечение, установил оборудование и все программирование осуществлял сам. По мере совершенствования компьютерных технологий системы SCADA развивались, чтобы использовать преимущества этого прогресса. Аппаратные компоненты начали сходиться с полки. Началось развитие программного обеспечения SCADA для использования стандартов связи с открытым протоколом. Это привело к росту числа системных интеграторов, компаний, которые разрабатывали собственные системы для удовлетворения потребностей конечных пользователей.

Всего существует четыре основных части системы SCADA:

- Промышленные выключатели и датчики
- ПЛК / Удаленный терминал



- Протокол передачи данных - открытый стандарт (например, MODBUS) или проприетарные
- Центральная компьютерная станция, включая программное обеспечение HMI.

Дискретные сигналы генерируют:

- а) Концевые выключатели
- б) Нажимные кнопки
- в) Поплавковые выключатели
- г) Датчики потока
- д) Релейные контакты
- е) Селекторные переключатели



Рисунок 21. Промышленные выключатели и датчики

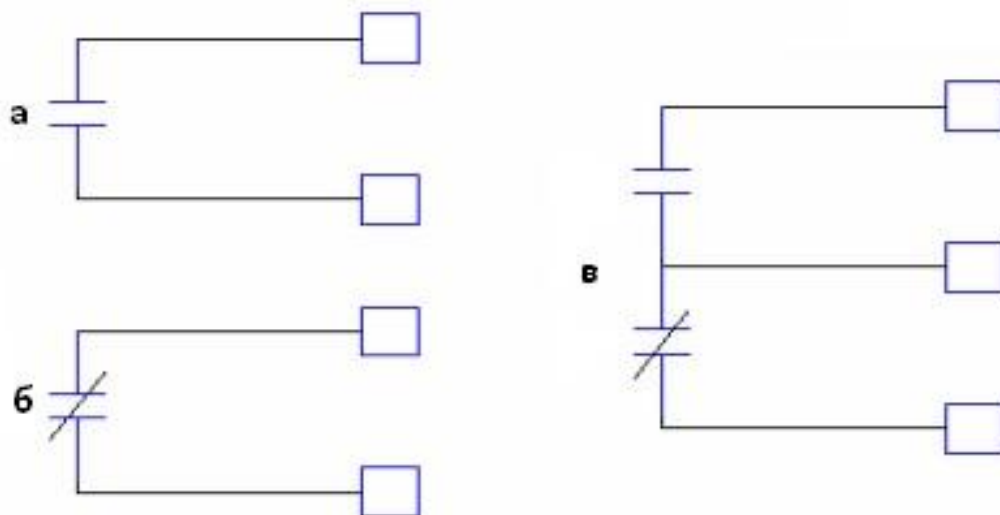


Рисунок 22. а – нормально открытый контакт, б – нормально закрытый контакт, в – смешанный тип.

Аналоговые сигналы обычно поступают от приборов и оборудования управления движением. Наиболее распространенным прибором являются анализаторы. Анализаторы - это испытательное оборудование, расположенное на месте для контроля качества процесса. Выходной сигнал первичного сигнала анализатора является аналоговым, но обычно имеется несколько дискретных контактов для сигналов тревоги.

В качестве логического элемента для обработки входных сигналов и генерации по защитной логике выходных сигналов, в SCADA-системах используются Программируемые Логические Контроллеры(ПЛК).

ПЛК бывают самых разных размеров и форм. Они используются от управления атомными электростанциями до управления дренажным насосом в гараже. Высокопроизводительные ПЛК могут работать с несколькими стойками модулей ввода-вывода, различными коммуникационными модулями и могут быть установлены в конфигурации с резервированием, поэтому потеря источника питания или процессора не остановит управление объектом. Последним шагом в развитии ПЛК является программируемый

контроллер автоматизации (РАС). РАС имеет компьютерный процессор, поэтому он лучше работает с сетями Ethernet (маршрутизаторы / коммутаторы), которые становятся преобладающими в системах SCADA. Программирование также может быть выполнено на большинстве основных потоковых языках программирования (C ++, STEP, RTX и т.д.).

Мини - ПЛК системы, как правило построены для обработки и контроля небольшого количества входов / выходов. Иногда они могут иметь только дискретные сигналы и функционировать как интеллектуальные реле. Они обычно не расширяются, чтобы добавить больше точек ввода-вывода. Программирование обычно простое. Иногда программирование можно выполнить даже с помощью клавиш на передней панели ПЛК.

Relay Ladder Logic был первым языком программирования для ПЛК. Это имитировало электрические схемы, которые электрики привыкли видеть в контрольных панелях в программном обеспечении. Фактически, электрики были первыми программистами ПЛК. По мере изменения аппаратного и программного обеспечения компании, выпускающие продукты, начали расходиться в своих подходах к созданию ПЛК. Стало очевидным, что необходимо разработать стандарты, чтобы программное и аппаратное обеспечение могли работать вместе. В Европе МЭК разработал стандарт 61131, в котором определены пять стилей программирования, которые будут использоваться в ПЛК:

- релейная «лестничная» логика
- Функциональная блок-схема
- Структурированный текст
- Список команд
- Схема последовательных функций

Для целей данной работы, подойдёт классическая схема SCADA системы, реагирующая на изменение состояний сигналов, и регистрирующая данные изменения в базе данных.

### 3.2 Определение номенклатуры элементов системы

Учитывая, что оборудование для диагностики будет базироваться внутри помещения подстанции, а также относительно небольшое количество контрольно - измерительных приборов, требования к аппаратной части системы диагностики будут достаточно низкими. Сама SCADA – система будет установлена на обычный ПК с операционной системой семейства Microsoft Windows или на системе Linux. Для поставленных задач, подойдёт практически любой промышленный ПК. Главным требованием – является наличие не менее двух портов ETHERNET для организации работы OPC–сервера работы протокола Modbus.

Хорошим вариантом в плане цены и достаточной конфигурации, могут стать промышленные ПК фирмы Qotom. Их промышленный компьютер Q150S Industrial MiniPC построен на базе современных комплектующих фирмы intel. Процессор intel Celeron j3160 имеет 4 вычислительных ядра и пиковое тепловыделение 6 Вт. Благодаря низкому энергопотреблению, система охлаждения этого промышленного ПК выполнена полностью пассивной, а корпус полностью герметичен. Благодаря использованию флэш памяти вместо классического механического жёсткого диска, данный ПК нечувствителен к повышенной вибрации. При этом цена на данный ПК составляет около 200 долларов США. Несомненным плюсом является наличие сертификатов, а также широкий диапазон рабочих температур от минус 40 до плюс 50 градусов по цельсию при относительной влажности в 70%.



Рисунок 23 - Промышленный ПК Qotom Q150S Industrial Mini PC внешний вид

Для организации панели оператора, необходимо наличие сенсорного дисплея. Панель оператора нужна для того, чтобы обслуживающий персонал мог получить доступ к журналу событий, посмотреть работоспособность измерительных приборов, а также произвести настройку и калибровку, находясь в помещении подстанции. Для этих целей потребуются промышленный сенсорный дисплей. Подходящим вариантом может послужить дисплей Mitsubishi AA104VB04. При цене в 48.8 долларов он обладает всеми необходимыми характеристиками. Его диагонали в 10,4 дюйма и его рабочего разрешения в 640x480 точек вполне достаточно для организации полнофункциональной панели оператора.



Рисунок 24 - Промышленный сенсорный дисплей Mitsubishi AA104VB04

Для измерения температуры, в промышленности чаще всего применяются датчики температуры двух типов:

- Термосопротивления
- Термопары

Для нужд системы мониторинга и диагностики характеристик силового трансформатора, потребуется 4 датчика. Для измерения температуры масла в трёх точках подойдут Терморезистивные датчики РТ100, так как этот тип датчиков имеет более высокую точность, но диапазон рабочих температур значительно ниже, но тем не менее достаточен. Термопары чаще применяются в производствах с измеряемыми температурами выше 400 градусов. По соотношению цена / качество наиболее целесообразно применять датчики КДТС фирмы ОВЕН. Цена датчиков составляет около 1900рублей.



Рисунок 25 - Датчик КДТС фирмы ОВЕН.

Для измерения температуры окружения трансформатора – подойдёт комбинированный датчик, измеряющий температуру и влажность воздуха. Наиболее подходящим вариантом, с точки зрения цены и функционала, можно использовать датчик ПВТ10 фирмы ОВЕН. Его цена составляет 6900р.



Рисунок 26 - Датчик ПВТ10 фирмы ОВЕН

Для измерения уровня вибраций, необходимо использовать активный вибродатчик с выходом 4-20мА. Универсальный выходной сигнал снизит требования к системе преобразования сигнала. Для этих целей подойдёт датчик HS-100S фирмы “Hansford Sensors”. При цене в 70долларов, данный датчик обладает всеми нужными характеристиками.



Рисунок 27 - Вибродатчик HS-100S фирмы Hansford Sensors

В качестве пьезодатчиков для фиксации частичных разрядов, можно применять практически любые пьезодатчики, например, TEL-27 фирмы Sentrion, их продают партиями по 10шт по цене 12долларов США / партия. Для фиксации частичных разрядов и определения их локализации, понадобится 6 датчиков.

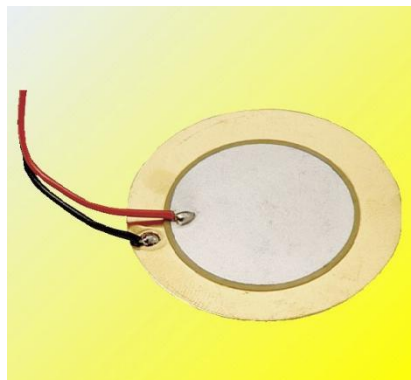


Рисунок 28 - Датчик TEL-27 фирмы Sentrion



Для определения общего состояния трансформаторного масла, нужен активный датчик мутности с унифицированным выходным сигналом 4-20мА. Для этого подойдёт датчик InPro 8100 фирмы “Mettler Toledo”. Сам датчик обычно поставляется вместе с измерительной системой, но также можно заказать отдельно. Его цена 47.99 долларов США. Для анализа состояния масла, будут выбраны 2 точки за эталон. Сигнал 4мА будет соответствовать новому маслу, а сигнал 20мА будет соответствовать отработанному маслу. При этом датчик так же измеряет содержание воды в трансформаторном масле.



Рисунок 29 - Датчик InPro 8100 фирмы “Mettler Toledo”

При выборе ПЛК для выбранной SCADA системы, необходимо руководствоваться правилом рационального минимализма, чтобы он соответствовал технически всем поставленным задачам, имел достаточное количество требуемых цифровых и аналоговых входов\выходов. Учитывая конфигурацию оборудования, можно сделать вывод, что нужен ПЛК с 12 аналоговыми входами. Для реализации данной задачи подойдёт ПЛК150 фирмы ОВЕН.



Рисунок 30 - ПЛК150 фирмы ОВЕН

Так как данный ПЛК имеет всего 4 аналоговых входа, его нужно доукомплектовать расширительным модулем MB110-224.8A фирмы ОВЕН.



Рисунок 31 - Расширительный модуль MB110-224.8A

### 3.3 Оценка стоимости предложенной системы

Если подводить итог, то для финальной оценки стоимости получившейся системы, можно свести все наименования и цены в таблицу:

Таблица 3.1 - Наименования и цены оборудования.

Наименование	количество	Цена при курсе 1 USD = 65рублей	
		USD	Рубли
1	2	3	4
ПК Qotom Q150S Industrial Mini PC	1	200	~13000
Сенсорный дисплей Mitsubishi AA104VB04	1	48,8	~3200
Датчик КДТС	3		5700
Датчик ПВТ10	1		6900
Вибродатчик HS-100S	1	70	~4600
Датчик TEL-27 фирмы	6	6*1,2	~500
Датчик мутности InPro 8100	1	48	~3200
ПЛК150	1		17640
Расширительный модуль MB110-224.8A	1		6420
Медный провод ПВС 2x0,75	150м		150*17 = 2550
Навесной шкаф ЭРА ЩМП-1-0 76 У2 IP54	1		3600
Работы по монтажу и настройке	240ч		240ч*250р/ч = 60000
			<b>ИТОГО: 127310р.</b>

Исходя из полученной стоимости, можно заметить, что цена данной системы получилась значительно ниже одного из самых бюджетных аналогов от фирмы DIMRUSTDM-S.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обзор состояния распределительных сетей РФ показал, что большое количество оборудования морально и физически устарело. Множество трансформаторов имеют наработку выше срока эксплуатации. Из-за этого наблюдается повышенная аварийность.

При рассмотрении основных причин возникновения аварий в трансформаторах, были выявлены наиболее распространённые:

- Неисправности в системе охлаждения
- Газонасыщенность трансформаторного масла
- Старение масла
- Износ твёрдой изоляции
- Загрязнение трансформаторного масла
- Окисление трансформаторного масла
- Повышенная вибрация

Основываясь на информации о наиболее распространённых причинах аварий, сделан вывод, что система диагностики должна предупреждать данные типы аварий, основываясь на показаниях соответствующих датчиков.

2. Обзор современных методик определения состояния трансформатора, показал, что на текущий момент их существует большое множество. С каждым днём появляются новые прогрессивные методики.

Метод определения состояния твердой изоляции, основанный на фиксации частичных разрядов с помощью недорогих пьезодатчиков является очень эффективным для определения уровня частичных разрядов. По уровню выходного сигнала данный метод практически так же эффективен, как и метод акустической эмиссии, но цена оборудования значительно ниже.

3. В качестве основной концепции системы был сделан выбор в пользу классической системы SCADA. Основываясь на характеристиках для диагностики и на выбранных методиках, был сделан выбор номенклатуры элементов системы диагностики.

Расчёт общей стоимости показал, что данная система, обладая всеми необходимыми средствами для оценки состояния трансформатора, является относительно доступной в плане цены, что делает её установку более целесообразной в относительно недорогие подстанции с относительно недорогими трансформаторами.

## Список используемых источников

1. Pukel G., Muhr H., Lick W., Transformer diagnostics: common used and new methods. Institute of High Voltage Engineering and System Management, Graz, University of Technology, Inffelgasse 18, A8010 Graz/Austria, 2014.
2. Силовые трансформаторы. Справочная книга; под ред. С.Д.Лизунова, А.К.Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. 616с.
3. Монастырский А.Е., Колачев Н.И., Таджиюев А.И., Аничков Д.А., Методы и средства оценки состояния маслонаполненного оборудования: Учебное пособие. Под ред. С.А. Иванова. - СПб: ПЭИПК, 2016.
4. Федоров Ю.Н., Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка: учебно-практическое пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2008. 928с.
5. Аксенов Ю.П. Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и при ремонтах. - М.: Науктехлитиздат, 2015. 338с.
6. Velasquez-Contreras J., Sanz-Bobi M., Arellano S., General asset management model in the context of an electric utility: application to power transformers // Electric Power Systems Research, vol. 81, no. 11, pp. 2015-2037, 2011.
7. Darabian M., Jalilvand A., Noroozian R., Combined use of sensitivity analysis and hybrid Wavelet-PSOANFIS to Improve Dynamic performance of DFIG-based wind generation // Journal of Operation and Automation in Power Engineering, vol. 2, no. 1, pp. 60-73, 2014.
8. Bagheri S., Effatnejad R., Salami A., Transformer winding parameter identification based on frequency response analysis using hybrid wavelet transform (WT) and simulated annealing algorithm (SA) and compare with genetic algorithm (GA) // Indian Journal of Science and Technology, vol. 7, pp. 614-621, 2014.

9. Kornatowski E., Banaszak S., Diagnostics of a transformer's active part with complementary FRA and VM measurements // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 3, pp. 1398-1406, 2014.
10. Bua-Nunez I., Posada-Roman J., Serrano J., Garcia-Souto A., Instrumentation system for location of partial discharges using acoustic detection with piezoelectric transducers and optical fiber sensors // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 63, no. 5, pp. 1002-1013, 2014.
11. Leibfried T., Jaya M., Majer N., Schafer M., Stach M., Voss S., Postmortem investigation of power transformers profile of degree of polymerization and correlation with furan concentration in the oil // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 2, pp. 886-893, 2013.
12. Shuai H., Qingmin L., Chengrong L., Jiangyan Y., Electrical and mechanical properties of the oil-paper insulation under stress of the hot spot temperature // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 21, no. 1, pp. 179-185, 2014.
13. Ito H., Kajino H., Yamagata Y., Kamei K., Study on transient recovery voltages for transformer-limited faults // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 5, pp. 2375-2384, 2014.
14. Ji G., Wu W., Zhang B., Sun H., A renewal process-based component outage model considering the effects of aging and maintenance // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 44, no. 1, pp. 52-59, 2013.
15. Duval M., Transformers with low degree of polymerization // Transformers Magazine, Vol. 1, Issue 3, 2014.
16. Wetzer J., Transformer health and risk indexing // Transformers Magazine, Vol. 5, Issue 2, 2018.
17. Wang Y., Xiao K., Chen B., Li Y., Study of the Impact of Initial Moisture Content in Oil Impregnated Insulation Paper on Thermal Aging Rate of Condenser Bushing // Energies, 2015 ,vol. 8, pp.14298–14310.



18. Bandara K., Ekanayake C., Saha, T., Ma H., Performance of Natural Ester as a Transformer Oil in Moisture-Rich Environments // *Energies* 2016, vol. 9, pp. 258-288.
19. Wang C., Wu J., Wang J., Zhao W., Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers // *Energies* 2016, vol. 9, pp. 43-45.
20. Fofana I., Hadjadj Y., Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers // *Energies* 2016, vol. 9, pp. 679-684.
21. Tang C., Huang B., Hao M., Xu Z., Hao, J., Chen G., Progress of Space Charge Research on Oil-Paper Insulation Using Pulsed Electroacoustic Techniques // *Energies* 2016, vol. 9, pp. 53-55.
22. Sikorski W., Walczak K., Przybyłek P, Moisture Migration in an Oil-Paper Insulation System in Relation to Online Partial Discharge Monitoring of Power Transformers // *Energies* 2016, vol. 9, pp. 1082-1085.
23. Hadjadj Y., Fofana, I., Sabau, J., Briosso E., Assessing insulating oil degradation by means of turbidity and UV/VIS spectrophotometry measurements // *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2015, vol. 22, pp. 2653–2660.
24. Mehanna N., Jaber A., Oweimreen G., Abulkibash, A., Assessment of dibenzyl disulfide and other oxidation inhibitors in transformer mineral oils // *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2014, vol. 21, pp. 1095–1099.
25. Betie A., Meghnefi F., Fofana, I., Yeo Z., Ezzaidi H., On the feasibility of aging and moisture of oil impregnated paper insulation discrimination from dielectric response measurements // *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2015, vol. 22, pp. 2176–2184.
26. International Electrotechnical Commission. Mineral oil-filled electrical equipment in service. Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis, IEC 60599; IEC: Geneva, Switzerland, 2015.

27. IEC 60836. In Specifications for Unused Silicone Insulating Liquids for Electrotechnical Purposes, 3rd ed.; IEC: Geneva, Switzerland, 2015; p. 21.
28. ASTM D7812-16, Standard Test Method for Tensile Testing of Aramid Paper; ASTM International: West Conshohocken, PA, USA, 2016.
29. Bakar N., Abu-Siada A., A novel method of measuring transformer oil interfacial tension using UV-Vis spectroscopy // IEEE Electr. Insul. Mag. 2016, vol. 32, pp. 7–13.
30. Hao J., Tang C., Fu J., Chen G., Wu G., Wang Q., Influence of oil aging on the space charge dynamics of oil-immersed paper insulation under a DC electric field // IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng. 2015, vol. 10, pp. 1–11.
31. Castro B., Brunini D., Baptista F., Andreoli A., Ulson, J., Assessment of Macro Fiber Composite Sensors for Measurement of Acoustic Partial Discharge Signals in Power Transformers // IEEE Sensors 2017, vol. 17, pp. 6090–6099.