

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка концепции технической части системы мониторинга силового трансформатора для раннего определения аварийных режимов работы

Обучающийся

Л.Б. Москалев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.филол.н., доцент, О.В. Мурдускина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение	5
1 Параметры определяемые посредством АРГ	11
2 Методология диагностики повреждений методом АРГ	16
3 Оборудование необходимое для предиктивного мониторинга	22
4 Схемы подключения оборудования предиктивного мониторинга.....	28
5 Протоколы передачи данных.....	33
6 Достоинства и недостатки предиктивного мониторинга.....	41
Заключение	45
Список используемой литературы	47

Аннотация

Современные системы мониторинга в Российской Федерации во многом представляют из себя отсталые комплексы, которые лишены возможности прогнозировать период работы оборудования под наблюдением. Стремительная цифровизация энергетической сферы в Российской Федерации позволяет внедрять ранее ещё не использовавшиеся системы мониторинга, которые являются перспективными не только в России, но и в других странах. В данной работе представлен концепт технической части принципиально новой системы предиктивного мониторинга. Работа состоит из шести глав.

Подробно рассмотрены параметры, которые на сегодняшний день способен определить метод анализа растворённых газов в трансформаторном масле, проведено сравнение этих параметров с параметрами, определяемыми по средствам амплитудно-частотной характеристики.

Представлена методика проведения газового анализа в современных условиях, указаны её слабые стороны в сравнении с методом определения поломок трансформатора при помощи метода частотного отклика. Произведён выбор оборудования необходимого для предиктивного мониторинга, а также рассмотрены параметры, обуславливающие его выбор. Описаны схемы подключения выбранного оборудования и дополнительно приведены характеристики, которые данное оборудование дополнительно позволит измерять. Рассмотрены в сравнении цифровая подстанция и классическая двухуровневая, выделены преимущества трёхуровневых подстанций. Изложены достоинства и недостатки систем предиктивного мониторинга в сравнении с классическими схемами, спрогнозированное будущее развитие сферы цифровых технологий в энергетике.

В заключении приведено обобщение проделанной работы и подведён итог, определены перспективы подобных системы мониторинга.

Abstract

The title of the graduation work is Development of the concept of the technical part of the power transformer monitoring system for early detection of emergency modes of operation

The author dwells on modern power transformer on-line monitoring systems

The paper consists of an introduction, six parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

We give full coverage to inability of modern monitoring systems to predict the condition of the power transformer. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions, examining possibilities of developing brand new predictive monitoring system which will consist elements of frequency-response analysis (FRA). We first discuss the current methodic of power transformer monitoring such as dissolved gasses in oil (DGA) or heat level. Then we move to FRA in comparison with reviewed DGA, and with set of equipment required for predictive monitoring. The readers' attention is also drawn to possibility of not only processing of upcoming information, but also storage of it and processing to other technical levels. Overall, the results suggest that new predictive monitoring system is much more advanced than currents, and would certainly be used as ground for further development of digital energy systems.

Введение

Энергетика Российской Федерации является флагманом технологического развития, без стабильной собственной энергосистемы невозможно добиться никаких результатов и прорывов в технологиях широкого спектра, именно от энергосистемы страны зависит развитие комплекса ЖКХ, оборонной промышленности и научно-исследовательского комплекса. Именно поэтому энергоснабжение отнесено к приоритетному направлению развития Российской Федерации [2], идти в ногу со временем и находится на острие современных цифровых технологий. В обстановке нынешнего мира, как нельзя хуже может проявиться технологическая отсталость энергетической сферы, что так же может привести к плачевным последствиям других стратегических сфер или же вообще к энергетической деградации государства.

Стоит отметить, что именно трансформаторное оборудование является ключевым звеном в цепи поставки электроэнергии от пунктов генерации до готовых потребителей, при их непосредственной работе происходит понижение приходящего от электростанций высокого напряжения до уровня стандартного сетевого напряжения. Сложно представить без какого-либо трансформаторного оборудования не только производственные предприятия и промышленность, но и привычное нам городское энергоснабжение с его социальной сферой, которая имеет далеко не последнее значение для технологического развития.

Вместе с тем, трансформаторы являются достаточно уязвимыми. Вследствие того, что большинство трансформаторного оборудования, используемого в Российской Федерации, представляют собой образцы, произведённые в 70-х и 80-х годах по технологиям производства и контроля качества применяемыми в СССР, то они склонны к различного рода поломкам и неисправностям, а также к аномальным режимам работы.

По данным Министерства Энергетики Российской Федерации, только 75% от трансформаторного оборудования, используемого в энергосетях

Российской Федерации, находятся в удовлетворительном состоянии, из чего можно сделать вывод о том, что четверть оборудования подвержена повреждениям и аномальной работе с гораздо большим риском. По данным того же Министерства Энергетики следует, что 36% электросетевого комплекса имеет отрицательный характер динамического роста [1]. Данные приведены на рисунках 1 и 2.

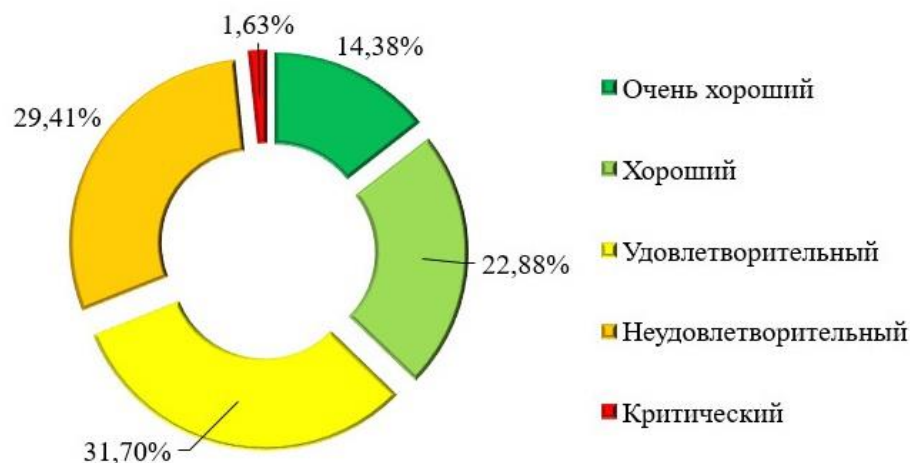


Рисунок 1 – распределение объектов генерации по уровню физического износа



Рисунок 2 – Динамика развития распределительных сетей

Всё это может свидетельствовать о том, что трансформаторное оборудование в промышленных и городских распределительных, сетях если и не находится в неподобающим состоянии, то всё равно далеко от идеала. Без

надлежащего контроля за состоянием подобного оборудования, невозможно рассчитывать на дальнейший технологический рост в энергетической сфере.

Рассмотрим цикл ремонта трансформатора на примере трансформатора ТРДН 250000/110: его стоимость на начало 2020 года составляет 125 000 000 руб., при его непосредственной диагностике и ремонте средние затраты составляют 25 000 000, в случае же выхода трансформатора из строя, в его капитальный ремонт закладывается порядка 70% от стоимости нового трансформатора. Стоит так же учитывать и временные затраты на перевозку трансформатора от места его установки до места ремонта и диагностики, саму диагностику и обратные транспортные перевозки. Описанные выше пример, является лишь одним из нескольких сотен трансформаторов, находящихся в неудовлетворительном или критическом состоянии.

На рисунке 3 приведён пример возрастания стоимости эксплуатации трансформатора, находящегося в критическом состоянии (сверху), показана его начальная цена, цена стандартного обслуживания и стоимость капитального ремонта в случае его фатальной неисправности. Так же заложена стоимость эксплуатации всего трансформаторного оборудования (снизу), затраты на эксплуатацию оборудования, находящегося в ненадлежащем состоянии заметно выше, при общем количестве такого оборудования в четверть от всего.

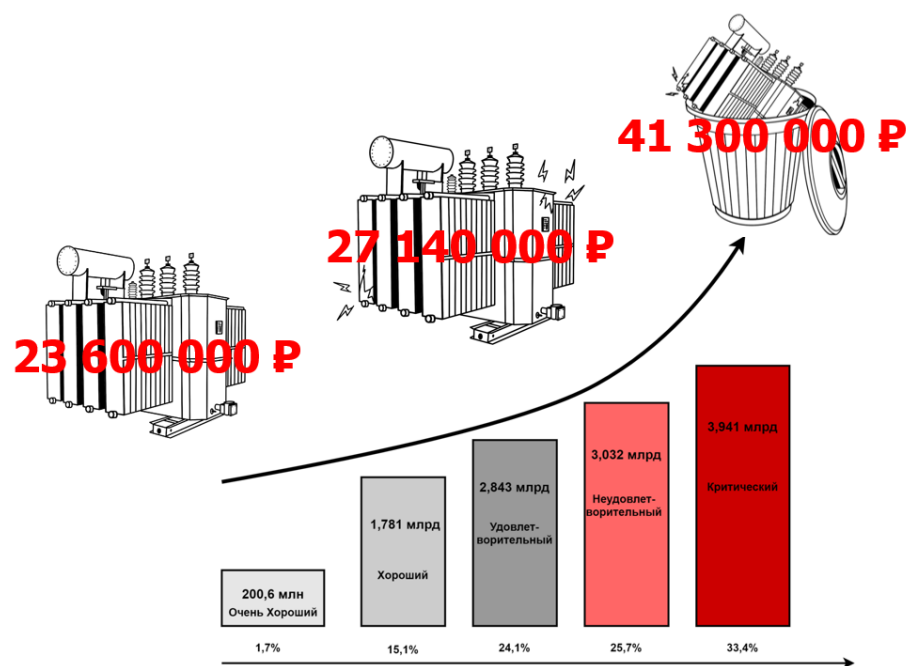


Рисунок 3 – Затраты на эксплуатацию и ремонт трансформаторного оборудования

К чему же приводит эксплуатация подобных трансформаторов? Рассмотрим этот вопрос в перспективе города, в котором большинство энергопотребителей относится к третьей и второй категории. Во-первых, при выходе трансформатора из строя, может произойти прямое нарушение питания потребителей, так как хоть потребители второй категории и питаются посредством двух независимых источников, но перерыв в их снабжении допускается на время, за которое технический персонал прибудет на объект и обеспечит оперативное переключения на вторую питающую линию. Жилые дома и участки, которые относятся к третьей категории и соответственно питаются только от одного источника, не имеют нормированного времени на отключение питания. При эксплуатации же трансформаторного оборудования, находящегося в ненадлежащем техническом состоянии, повышается стоимость подобной эксплуатации, которая будет сильно зависеть от стоимости диагностики и ремонта повреждённого или вышедшего из строя оборудования. Для конечного потребителя подобное повышение стоимости

эксплуатации приведёт к повышению тарифов на электроэнергию, особенно больно это может ударить по государственным учреждениям с фиксированным бюджетом. Здесь так же стоит упомянуть то, что по данным Министерства Энергетики признаётся, что 20% объектов энергосетевых компаний имеют низкую эффективность мероприятий по снижению потерь [3], что при условии эксплуатации трансформаторов, находящихся в неудовлетворительном состоянии, может приводить к росту стоимости тарифов. Так же стоит добавить то, что с каждым последующим годом эксплуатации неудовлетворительного оборудования будет возрастать и стоимость подобной эксплуатации.

Общая тенденция на цифровизацию в Российской Федерации, берущая своё начало в середине 2010-х годов, породила ряд вызовов для традиционных подстанций, которые фактически оказались не готовы к внедрению цифровых технологии. На это были в том числе и причины слабости отечественного рынка цифровых устройств и систем мониторинга, которые не могут составить конкуренцию западным образцам, отличающимся высокой степенью надёжности.

В подавляющем большинстве случаев на сегодняшний день активные системы мониторинга устанавливаются на трансформаторы классом напряжения 220 кВ и выше. Распределительные и маломощные трансформаторы напряжением до 110 кВ остаются менее защищенными. Но даже на те трансформаторы, которые оснащаются системами мониторинга, обслуживаются исходя из стандартов, разработанных в прошлые десятилетия, что в свою очередь может привести к крупным экономическим потерям. Так, например, трансформатор ТДН-16000/110У1 подвергся длительному воздействию токов короткого замыкания (КЗ), что привело к деформации и оплавлению низковольтной обмотки и полной ее замене.

Это приводит к тому, что зачастую для мониторинга всё так же используются традиционные методы [24], например анализ растворённых в

трансформаторном масле газов, которые имеют свои недостатки по сравнению с методом анализа амплитудно-частотных характеристик трансформатора.

Цель выпускной квалификационной работы (ВКР): разработка технической части системы предиктивного мониторинга состояния силового трансформатора, который при помощи амплитудно-частотного анализа позволит определять аномальные и аварийные режимы работы на ранних стадиях

Объект исследования: силовой трансформатор, микропроцессорный блок управления, цифровой осциллограф, оптический трансформатор.

Основные задачи ВКР:

- Разработать техническую часть системы мониторинга
- Разработать методы подключения оборудования для предиктивного мониторинга
- Провести выбор оборудования, который позволит производить предиктивный мониторинг
- Провести сравнение концептуальной системы мониторинга с уже имеющимися системами газоанализаторов с целью заключения о целесообразности введения новшеств.

1 Параметры определяемые посредством АРГ

Анализ газа в масле трансформатора является наиболее широко используемой технологией диагностики трансформатора в мире. Он принес отличные результаты для предотвращения выхода трансформатора из строя. Однако критерии технического обслуживания и анализ результатов все еще требуют постоянного дополнения для повышения точности диагностики на основе накопленных данных газового анализа и исследований в трансформаторе [24].

Для начала, стоит определить перечень параметров и дефектов, которые мы можем определить посредством анализа растворённых в масле газов, все они подразделяются на две группы: перегрев конструкции и электрические разряды в масле.

Перегрев конструкции может быть вызван плохой изоляцией листовой электротехнической стали или, например, неправильным заземлением электропровода, так же может стать следствием местных нагревов от магнитных полей в яровых балках или винтах. В таком случае происходит выделение газа C_4H_4 , CH_4 , C_2H_6 .

Перегрев токоведущих соединений может быть вызван так же местным нагревом, но уже места крепления электростатического экрана или контактных соединений стороны НН, к нему так же ведёт замыкание элементарных проводников обмотки. Характеризуется выделением H_2 , CH_4 , C_2H_6 .

Электрически разряды могут характеризоваться разной мощностью, как большой, так и малой. В случае частичных разрядов доминирует H_2 , вместе с тем происходит выделение и C_2H_2 , но в меньших объёмах. При дуговых же разрядах основным газом является не только H_2 , но и C_2H_2 , в меньших объёмах обнаруживаются так же CH_4 и C_2H_2 .

Так же наличием CO и CO₂ в граничных условиях является признаком старения твёрдой изоляции или её увлажнения, в случае перегрева подобной изоляции доминирует газ CO₂.

Сведём полученные характеристики дефектов, определяемых по газу в таблицу 1.

Таблица 1 – Соотношение дефектов и газов

Дефекты электрического характера	
Газ	Дефект
H ₂	Частичный, искровой, дуговой разряд
C ₂ H ₂	Искрение или электрическая дуга
Дефекты термического характера	
Газ	Дефект
CH ₄	Нагрев масла или бумажной изоляции при $400^{\circ}\text{C} \leq t \leq 600^{\circ}\text{C}$
C ₂ H ₄	Нагрев масла или бумажной изоляции при $600^{\circ}\text{C} \leq t$
CO и CO ₂	Старение и увлажнение твёрдой изоляции
C ₂ H ₆	Нагрев масла или бумажной изоляции при $300^{\circ}\text{C} \leq t \leq 400^{\circ}\text{C}$
CO ₂	Нагрев твёрдой изоляции

Помимо этого, существуют так же соотношения газов, которые помогают выявить повреждения, таких соотношений три – CO₂/CO, O₂/N₂ и C₂H₂/H₂, далее приведём подробное описание каждого из соотношений.

Соотношение CO₂/CO является достаточно распространённым и используется, как видно из таблицы, для определения распространения повреждений на бумажную изоляцию [20]. Если соотношения в низком диапазоне и ниже 3, то это может свидетельствовать о повреждении изоляции или же дуговом разряде с температурой выше 200 градусов. При высоком соотношении выше 10, это может быть признаком с температурой более низкой чем 150 градусов. Однако, данное соотношение не является ультимативным и точным, так как напрямую зависит от объёма газа CO₂, который выделяется при нормальном старении целлюлозы, именно поэтому

зачастую невозможно увидеть значительные изменения в данном соотношении на практике.

Соотношение O_2/N_2 наблюдается отчётливо при попадании газов O_2 или N_2 напрямую в масло через негерметичные зазоры или же при потере герметичности азотной защиты трансформатора. Данное соотношение достигает порядка 0,5 при равной растворимости газов в масле, однако для трансформаторов с азотной защитой можно судить о дефектах только используя концентрацию O_2 . С помощью данного соотношения можно диагностировать окислительные процессы, а так как скорость расходования O_2 выше скорости его диффузии, то так же можно судить и о скорости этих процессов.

Соотношения C_2H_2/H_2 указывает на загрязнения отсека с устройством регулирования под напряжением, в таком случае данное соотношение лежит в диапазоне от 2 до 3. Контролируя изменения уровня ацетилена в основном баке, можно диагностировать истинные проблемы в нём.

Однако все эти параметры, как и метод контроля состояния трансформатора не являются в большей степени чувствительными к механическим повреждениям внутри самого трансформатора, с их помощью нельзя диагностировать радиальное смещение обмоток или же их частичную деформацию. Так же данные методы контроля не позволяют диагностировать степень дефектов трансформатора, ставя персонал только перед фактом того, что происходит развитие имеющегося дефекта, что в свою очередь снижает возможности по быстрой реакции на повреждение. Всё это в конечном итоге приводит к тому, что затраты на обслуживание и ремонт в случае поломок остаются на прежних уровнях и только увеличиваются со временем. Общее схематичное изображение дефектов трансформатора представлено на рисунке 4.

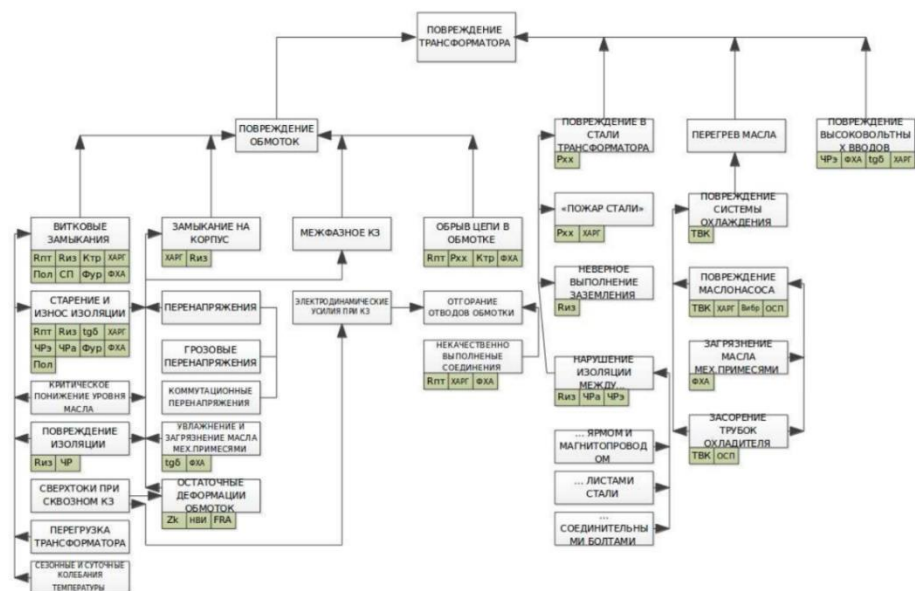


Рисунок 4 – Дерево повреждений трансформатора

В отличие от данных традиционных методов контроля, использования метода частотных характеристик, который способен выявить потенциально большее количество дефектов [16] и неисправностей за счёт своей большей чувствительности [8] имеет широкий потенциал для внедрения в системы мониторинга трансформаторного оборудования. На период 2022 года, был разработан предиктивный алгоритм определения состояния силового трансформаторного оборудования на основе метода частотных, который позволяет определить гораздо больший спектр повреждений и как следствие лучше спрогнозировать работу трансформатора до выхода его из строя. Для сравнения, в таблице 2 приведён перечень параметров, которые возможно определить при помощи частотного отклика. Как было представлено ранее в таблице 6 каждому типу повреждений соответствует свой частотный диапазон. Так в пределах от 20 Гц до 5 кГц наиболее показательной является индуктивная связь, что в свою очередь позволяет выявить дефекты магнитопровода, от 5 кГц до 50 кГц характерно проявление взаимодействие с витками, от 50 кГц до 1 МГц можно выявить непосредственную деформацию обмоток, от 1 МГц до 2 МГц выявляют проблемы связанные с сердечником или заземлением

Таблица 2 – перечень параметров и поломок трансформатора, которые возможно определить при использовании метода частотного отклика

Элементы конструкции трансформатора	Состояние элементов конструкции трансформатора	Диапазон частот
Обмотка	Деформация центральной и нижней части обмотки	От 20 кГц до 400 кГц
	Смещение центральной и нижней части обмотки	От 400 кГц до 1 МГц
	Смещение обмоток относительно друг друга и зажимной конструкцией	От 2 кГц до 20 кГц
	Осевая деформация обмоток	>400 кГц
	Смещение дисков	>100 кГц
	Радиальная деформация обмоток	>50 кГц
		>100 кГц
		От 5 кГц до 500 кГц
	Межвитковое замыкание	>200 кГц
		<2 кГц
		<10 кГц
Осевое смещение	>500 кГц	
	>100 кГц	
	>100 кГц	
Деформация магнитопровода	<10 кГц	
Магнитопровод	Изменение сопротивление заземления	От 400 кГц до 1 МГц
Другое	Остаточное намагничивание	>2 кГц

Вывод по разделу.

В данном разделе были рассмотрены параметры, которые позволяют контролировать анализ растворённых газов в масле трансформатора. Впоследствии он был сравнен с параметрами, которые позволяют диагностировать метод частотных характеристик.

В следствии того, что метод частотных характеристик имеет более широкий спектр возможностей по мониторингу состояния трансформаторного оборудования, он подтвердил свою перспективность и будет использован как основа системы предиктивного анализа состояния трансформаторного оборудования.

2 Методология диагностики повреждений методом АРГ

Контроль состояния трансформатора по наличию в его масле газовых примесей подразделяется на два этапа: обнаружение какого-либо дефекта и идентификация этого дефекта [5]. Рассмотрим оба этапа подробнее.

При длительной эксплуатации и термическом воздействии, трансформаторное масло начинает выделять различные газы, спектр которых конечен. При этом, данный процесс не линеен и первое время растворённые газы не превышают уровень растворимости их в масле. Скорость нарастания газа в месяц (%/мес.) определяется по следующей формуле 1:

$$V_{i \text{ отн}} = \frac{(K_{di \text{ н}} - K_{di \text{ пр}})}{K_{di \text{ пр}} \cdot (D_{i \text{ н}} - D_{i \text{ пр}})} \cdot 100 \cdot 30, \quad (1)$$

где $K_{di \text{ н}}$ и $K_{di \text{ пр}}$ – измеренные концентрации газа в масле (нынешняя и прошлая).

$D_{i \text{ н}} - D_{i \text{ пр}}$ – дневной промежуток между последовательно взятыми пробами масла.

Согласно стандарту ИЕС 60599:2015 [4], критерии допустимости применяются при повышении концентрации газа в 2 раза со времени предыдущей пробы, так же допускается учащённое взятие проб масла для формирования более чёткой картины нарастающего дефекта. Если по результатам взятых проб можно сделать заключение о росте концентрации, так же, как и о росте скорости газа, то наступает второй этап контроля. В таблице 3 предоставлен перечень неисправностей трансформатора, определяемых при анализе масла, пример подобной неисправности представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Частичный разряд в изоляции

Таблица 3 – Повреждения, диагностируемые при анализе растворённых газов в масле

Номер параметра	Техническое состояние трансформатора
1	Естественное старение
2	Нагрев $t \leq 300^{\circ}\text{C}$
3	Нагрев $300 \leq t \leq 600^{\circ}\text{C}$
4	Нагрев $t \geq 600^{\circ}\text{C}$
5	Частичный разряд
6	Ползущий разряд
7	Дуга или сильное искрение
8	Искрение и нагрев
9	Переток масла

После того как явно определено наличие развивающегося дефекта, его необходимо идентифицировать. Распознавание дефекта может производиться различными методами, среди которых графический, аналитический и метод нейронной сети. В свою очередь, графический метод так же подразделяется на несколько частей по характеру представления информации для диагностирования. Рассмотрим подробнее каждый из них.

Метод номограмм заключается в сравнении измеренной и представленной в виде диаграммы концентрации газов, таких как H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 которые возникают в трансформаторном масле, в виде диаграммы с номограммами концентраций газов при различных дефектах. Для того чтобы диагностировать то или иное повреждение, требуется выделить максимально близкие образы в обоих графиках и соотнести их. Метод предполагает 12 номограмм для 8 дефектов, причём некоторые дефекты дублируются разными номограммами, пример подобной номограммы представлен на рисунке 6.

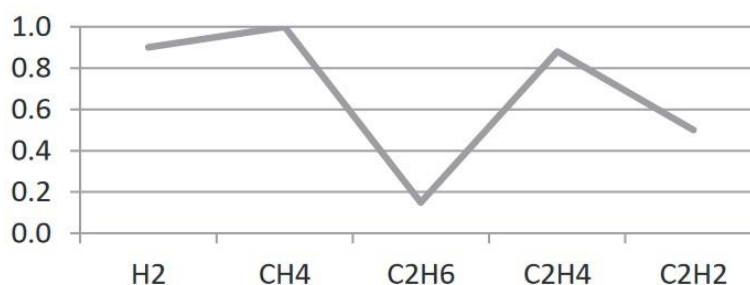


Рисунок 6 – Пример номограммы для идентификации деформации (высокотемпературный нагрев)

Метод пар газов основывается на концентрации соотношений пар газов и включает в себя пять таких пар: CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , C_2H_2/CH_4 , C_2H_6/C_2H_2 , C_2H_4/C_2H_6 . Основывается на предыдущем методе, но в более усечённом виде так как для каждого из дефектов определяется своё соотношение концентрации газов в парах, что позволяет идентифицировать один из 8 типов дефектов. Вместе с тем, существуют такие дефекты, которые не поддаются диагностики данным методом вследствие того, что нет явной корреляции с имеющимися диаграммами пар газов, эта одна из причин по которой данный метод является менее популярным в отечественной и зарубежной практиках.

Треугольник Дюваля является наглядным и известен достаточно давно, его принцип основан измерении концентрации трёх основных газов (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2) и последующем построении на основании этих данных

равностороннего треугольника. При этом, концентрации каждого из газов не может превышать 100%, но может меняться по часовой стрелке от 0 до 100%. Буквенные символы, находящиеся в границах областей, относятся к типу дефекта (например, T1 – тепловое повреждение при температуре $t \leq 300^\circ\text{C}$), пример [23] подобного треугольника представлен на рисунке 7.

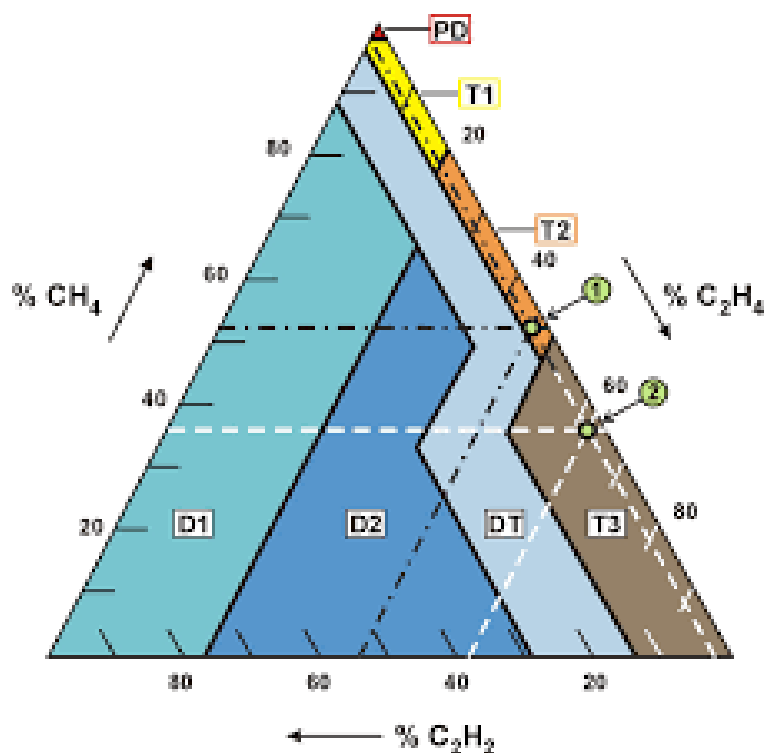


Рисунок 7 – Пример треугольника Дюваля с процентным соотношением трёх газов и индикацией повреждений

Метод Дорненбурга основан как метод пар газов, на соотношении растворённых в трансформаторном газе масле. Для использования данного метода необходимо чтобы концентрация одного из основных газов, таких как CH_4 , H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , превышала концентрацию L1, которая представлена в таблице 4, минимум в два раза. Когда данный критерий соблюдается, то можно рассчитать четыре возможных соотношений газов. Используя данный метод, можно идентифицировать лишь 3 из всех дефектов трансформатора, что обуславливает его низкую популярность. Соотношение газов для идентификации дефектов представлено на таблице 5.

Таблица 4 – Концентрация L1 газов растворённых в масле

Основной газ	Концентрация L1
Водород	100
Метан	120
Угарный газ	350
Ацетилен	35
Этилен	50
Этан	65

Таблица 5 – Диагностируемые повреждения по методу Дорненбурга

Параметр	Соотношение 1		Соотношение 2		Соотношение 3		Соотношение 4	
	Масло	Газ	Масло	Газ	Масло	Газ	Масло	Газ
Тепловой распад	> 1,0	> 0,1	< 0,75	< 1,0	< 0,3	< 0,1	> 0,4	> 0,2
Коронный разряд	< 0,1	< 0,01	Незначительное		< 0,3	< 0,1	> 0,4	> 0,2
Дуговой разряд	> 0,1 < 0,1	> 0,01 < 0,1	> 0,75	> 1,0	> 0,3	> 0,1	< 0,4	< 0,2

Метод Роджерса является более гибким и совершенным [23], основанным на уже упомянутом методе Дорненбурга. В отличие от предыдущего, в нём соотношение комбинации 3 пар газов не должно превышать заданное значение в два раза, достаточно чтобы оно лишь вышло за рамки. Идентифицируемый перечень дефектов, представлен в таблице 6 и расширен путём комбинации некоторых повреждений, взятых из остальных графических методов. Однако, как и в методе Дорненбурга, существуют такие комбинации газов, которые попадают в «слепую зону» и не дают возможности идентифицировать повреждение. Всё это ведёт к тому, что данные методы не могут быть применены для проективного анализа состояния силового трансформаторного оборудования и поэтому существенно уступают контролю состояния по амплитудно-частотной характеристике.

Таблица 6 – Диагностируемые повреждения по методу Роджерса

Случай	Соотношение 1	Соотношение 2	Соотношение 3	Идентифицированное повреждение
0	$< 0,01$	$< 0,1$	$> 1,0$	Нормальное состояние
1	$\geq 1,0$	$\geq 0,1$ $< 0,5$	$\geq 1,0$	Разряд с низкой энергией
2	$\geq 0,6$ $< 3,0$	$\geq 0,1$ $< 1,0$	$\geq 2,0$	Разряд с высокой энергией
3	$< 0,01$	$\geq 1,0$	$> 1,0$	Тепловое повреждение $t \leq 300^{\circ}\text{C}$
4	$< 0,1$	$\geq 1,0$	$\geq 1,0$ $< 4,0$	Тепловое повреждение $t \leq 700^{\circ}\text{C}$
5	$< 0,2$	$\geq 1,0$	$\geq 4,0$	Тепловое повреждение $t > 300^{\circ}\text{C}$

Вывод по разделу.

В данном разделе был представлен список методов диагностики и интерпретации результатов анализа растворённых газов в трансформаторном масле. Далее они были подробно описаны и рассмотрены, в ходе чего были выяснены их слабые стороны, относительно друг друга, а также относительно метода частотных характеристик.

Большинство методов интерпретации результатов газового анализа имеет большое количество слепых зон, что, в отдельных случаях, не позволяет однозначно судить о имеющихся дефектах трансформатора или их характере.

3 Оборудование необходимое для предиктивного мониторинга

После того как мы определились с типами повреждений трансформаторов, определяемых посредством анализа масла и газов, следует перейти к построению технологической части предиктивной защиты.

Так как энергетика является передовой технической сферой, а также требуется учитывать общие тенденции цифровизации в области распределительных сетей, то ориентироваться в построении технологической части стоит на использовании в ней цифровых, а не аналоговых компонентов, так же стоит учитывать позитивный опыт построения и использования цифровых подстанций с высокой степенью автоматизации технологических процессов как в Российской Федерации, так и за рубежом. Изображение оптического трансформатора с ключевыми элементами представлено на рисунке 8.

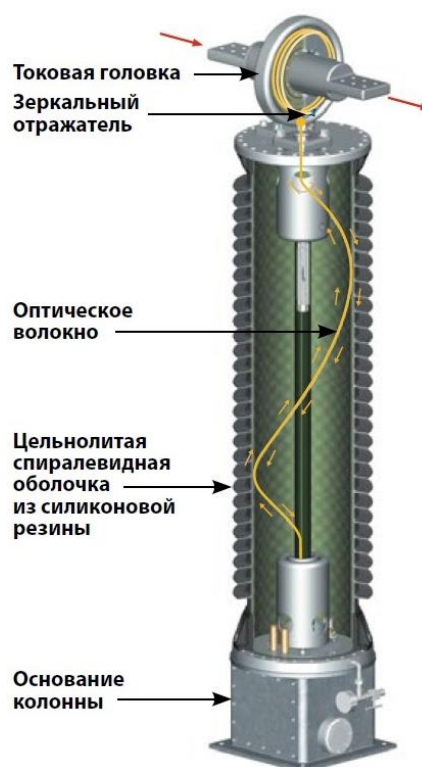


Рисунок 8 – Пример оптического трансформатора тока

В качестве трансформатора напряжения, со вторичной которого будет сниматься сигнал для дальнейшей обработки, были выбраны оптические трансформаторы, так как они являются наиболее перспективными. Стоит отметить, что оптические трансформаторы построены на основании эффекта электрогирации, который схож с эффектом Фарадея – появлению оптической активности центральных кристаллов под воздействием на них напряжённости электрического поля в измеряемом напряжении [7], структурная схема представлена на рисунке 9. Важным достоинством подобных трансформаторов является то, что магнитное поле соседних шин не будет влиять на результаты измерения, что повышает их точность.

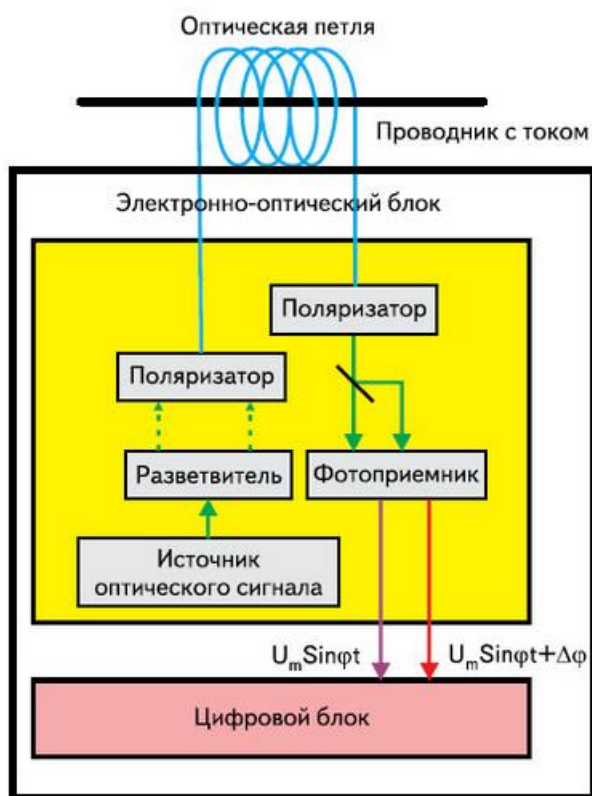


Рисунок 9 – Структурная схема оптического датчика

Далее стоит рассмотреть конструкцию и условия работы оптического трансформатора напряжения. Как правило, подобные трансформаторы состоят из двух частей

– внешний блок, который содержит ячейку электрогирации и подключается к измеряемому напряжению

– внутренний электронный блок, который преобразует выходной сигнал

Внешний блок устанавливается на открытом воздухе и выдерживает температуры в диапазоне от -60 до +60 градусов, его относительная простота позволяет интегрировать его в распределительную инфраструктуру разного класса напряжения без существенных доработок. Внутренний же блок необходимо располагать в защищённом месте (шкафах управления трансформаторов) с однотипным оборудованием, например это могут быть компоненты релейной защиты, так как электронный блок чувствителен к температурам и его рабочий диапазон составляет от -10 до +40 градусов, вместе с тем он не требует температурной компенсации. Пример соединённого внешнего и внутреннего блоков представлен на рисунке 10.

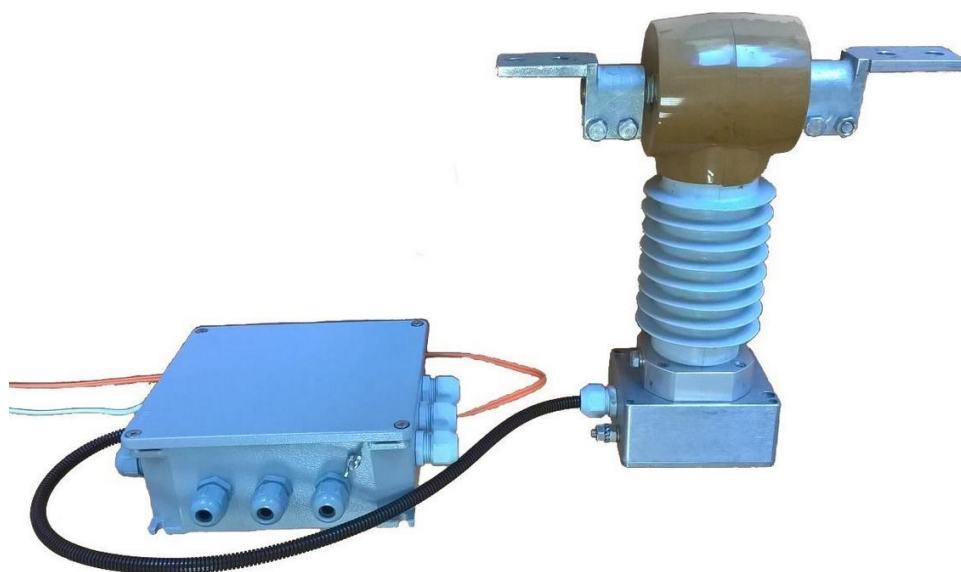


Рисунок 10 – Электронный блок преобразователей соединённый с внешним измерительным

Внешняя часть оптического трансформатора так же не требует температурной компенсации, так как делитель напряжения выполняется в виде единого монолитного высоковольтного конденсатора, при использовании же резистивных делителей применяются резисторы с малым

коэффициентом температурной зависимости. Вместе с тем, при использовании температурной коррекции в диапазоне температур от +100 до +120 градусов позволяет снизить температурную погрешность до значений менее 0,1%.

По сравнению с традиционными трансформаторами, оптические имеют ряд преимуществ:

- Меньшие габариты
- Полное исключение влияния нагрузки вторичных цепей
- Широкий частотный диапазон, который позволяет учитывать до 100-й гармоники
- Повышенная измерительная точность
- Повышенная сейсмостойкость
- Отсутствие электрической связи между измерительной и силовой цепями, что позволяет исключить пагубное влияние аварийных режимов работы сети
- Повышенная помехоустойчивость при использовании оптоволоконных каналов

Всё это позволяет судить о перспективности данного вида трансформаторов, так как они предоставляют более точные выходные данные без существенного влияния на них погрешностей, которыми страдают традиционные трансформаторы, так как поддержание подобных характеристик обеспечивается не только удачной конструкцией, а также аппаратной частью цифровых устройств.

Далее необходимо подключать на вывод генератор импульсного напряжения, в качестве подобного был выбран SSG 3000. Данный генератор сможет создать импульс напряжения, который в последствии будет использован для диагностики и анализа трансформаторного оборудования. Однако, данный генератор напряжения не является цифровым, поэтому для мониторинга так же необходим преобразователь аналогового сигнала. В

качестве такого преобразователя будет использоваться цифровой осциллограф Rigol MSO5072 [9].

Стоит подробнее остановиться на данном осциллографе. Важным его преимуществом являются 4 аналоговых канала, дополненных 16 цифровыми каналами и дружелюбный к пользователю интерфейс, позволяющий, если требуется, использовать осциллограф в отрыве от персонального компьютера. Внутренняя структура так же имеет расширенные возможности по сравнению с традиционными осциллографами, вкратце ознакомимся с ними.

Функция осциллографа является стандартной и позволяет выводить полученную осциллограмму как на дисплей устройства, так и на удалённый персональный компьютер. Поддерживаются широкие возможности по дискретизации сигнала (8 Гвыб/сек для аналогового канала, 1 Гвыб/сек для цифрового) для лучшего его запечатления в осциллограмму, скорость захвата достигает 500000 осц/сек, полоса пропускания – от 60 до 350 МГц.

Функция записи осциллограмм для последующего их анализа и сравнения превосходит подобные функции у традиционных осциллографов так как позволяет записать до 450000 кадров с интересующими или требующимися осциллограммами для последующего анализа и отслеживания динамики состояния трансформаторного оборудования.

Важным преимуществом выбранного трансформатора является его возможности по анализу сигнала при помощи Быстрого преобразования Фурье. Она позволяет задать начальную и конечную частоты или отмечать пики интересующей нас частоты. Данная функция позволит расширить возможности частотного анализа, что нам и требуется.

Так как техническая часть предиктивного анализа ориентирована на цифровую подстанцию и широкую автоматизацию, немаловажным аспектом выбранного оборудования является возможность подключения его к общей шине технологического процесса, что в данном случае будет осуществляться через цифровой осциллограф.

Так же немаловажным является то, что выбранное оборудование, за исключением внешней части оптических трансформаторов, достаточно компактно и может быть собранно в одном месте для лучшего контроля и менеджмента рабочей площади, примером такого места может быть шкаф управления трансформатором.

Системы, входящие в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ-ТП) обязаны прогнозировать время эксплуатации трансформатора в случае возникновения дефектов в его конструкции. Одним из таких путей решения поставленной задачи является создание базы данных об изменении параметров тока при отклонении от номинальных параметров работы контролируемого трансформатора. Формируемая база данных должна содержать информацию о гармониках присутщих [26] определенному типу повреждения для конкретного типа трансформатора и постоянных значениях, которые актуальны для всех типов трансформаторов

Вывод по разделу.

В данной главе был произведён выбор оборудования для мониторинга состояния силового трансформатора в режиме «on-line». Так же были подробно рассмотрены отличия предлагаемого оборудования от такого же, но традиционно используемого на подстанциях.

Был определён ряд требований, предъявляемых к аппаратуре для мониторинга в режиме «on-line»:

- точность,
- информативность,
- скорость отклика,
- возможность интеграции в другие системы.

На основании этого, можно смело судить о том, что помимо функций мониторинга, данное оборудование сможет создать энергетическую экосистему и быть основой для создания и развития систем сетей умного электроснабжения Smart-grid.

4 Схемы подключения оборудования предиктивного мониторинга

Далее разберём типовые схемы подключения оборудования для предиктивного анализа состояния трансформаторного оборудования по методу амплитудно-частотной характеристики. В Российской Федерации существует стандарт ГОСТ Р 59239-2020 [14], которым мы и будем руководствоваться для снятия характеристик с последующим анализом.

На рисунке 11 представлена принципиальная схема измерений характеристик трансформатора с использованием импульсного генератора. Принцип работы такой схемы заключается в том, что на трансформатор подаются несколько импульсов определённой частоты и времени протекания, на выходе же замеряется выходной импульс, который будет отличаться от входного. Это позволяет сравнивать импульсы между собой и диагностировать характер повреждения трансформаторного оборудования.

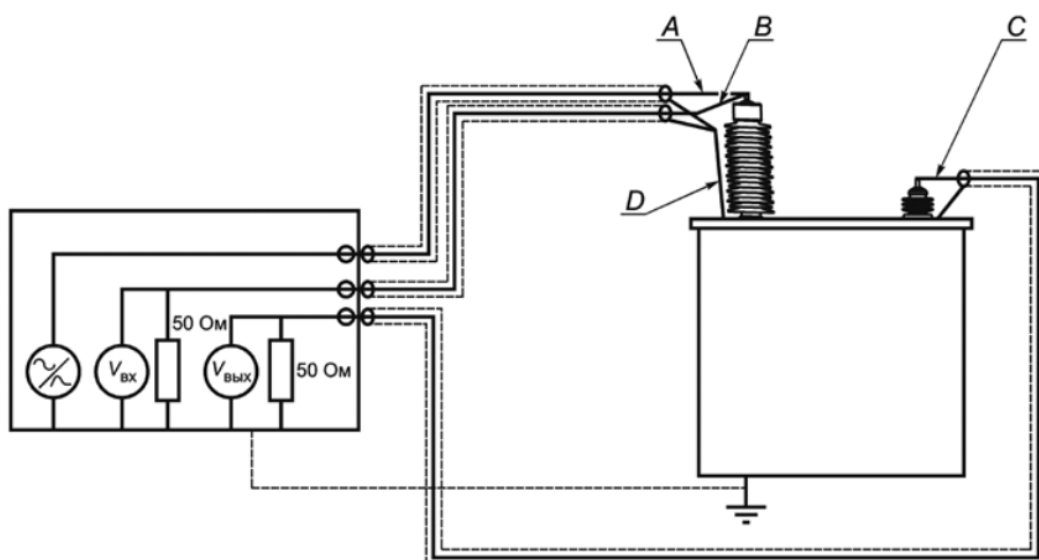


Рисунок 11 – Принципиальная схема подключения измерительного оборудования с использованием кабеля источник (А), кабеля входного напряжения (В), кабеля выходного напряжения (С) и заземляющего проводника (D)

Важной особенностью такого исследования является правильный выбор кабелей для измерений, так как в противном случае будет велика вероятность погрешности при отражении сигнала в кабеле.

Следящий пример измерительной схемы взят из статьи «Study on the Transfer Functions for Detecting Windings Displacement of Power Transformers with Impulse Method» [15] и предназначен для диагноза смещения обмоток трансформатора импульсным методом, принципиальная схема продемонстрирована на рисунке 12.

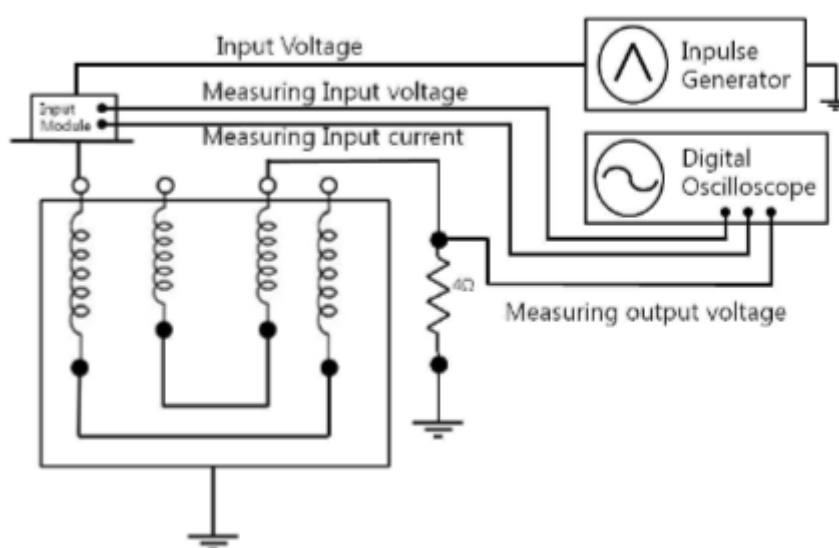


Рисунок 12 – Принципиальная схема импульсной цепи мониторинга трансформатора

Работа данного метода схожа с тем, что описан в стандарте ГОСТ Р 59239-2020, однако измерения происходят через измерительную модель, которая схематично изображена на рисунке 13. В ней присутствуют приборы измерения входного напряжения и тока, а также делитель напряжения и датчик частичных разрядов.

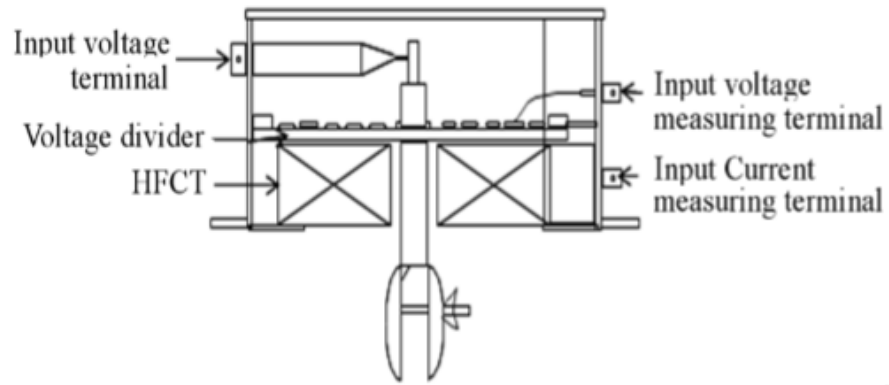


Рисунок 13 – Схематичное изображение измерительной модели

Пример измерения частоты подобным методом представлен на рисунке 14, на нём отражены несколько частотных спектров, как нормального трансформатора, так такого же, но имеющего дефекты [21], в данном случае это смещение обмоток катушки. Как видно из данного графика, даже небольшое смещение обмоток позволяет идентифицировать себя посредством частотных характеристик, чем оно больше, тем больше и отклонения АЧХ от нормального значения.

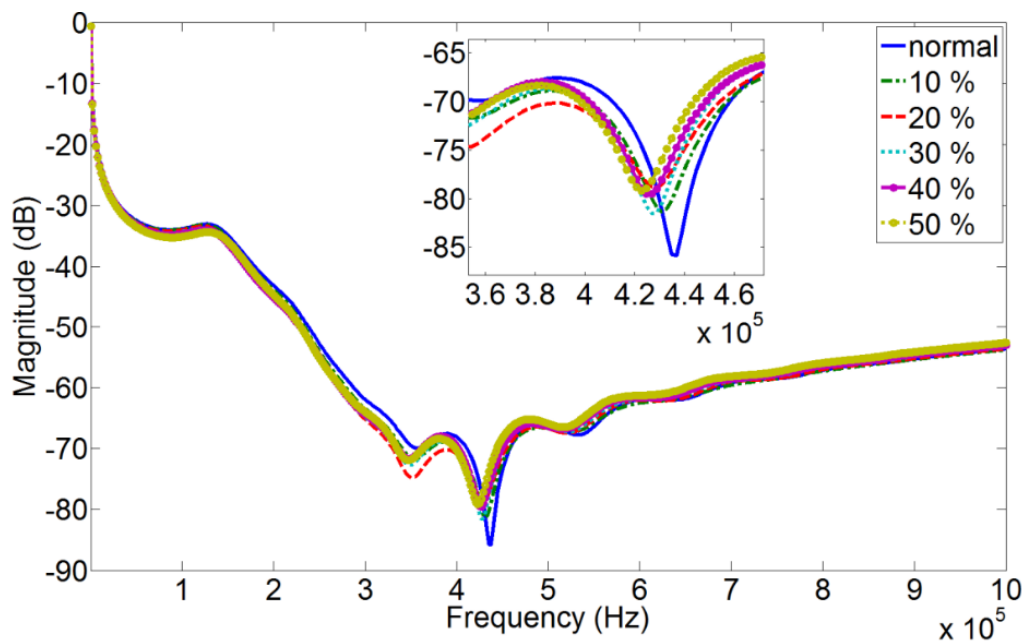


Рисунок 14 – Частотный спектр трансформатора

Как правило для диагностирования магнитной системы трансформатор отключают от сети. Такое неудобство вызвано конструктивными особенностями приборов, которыми это делают. Одним из таких приборов является «FreDa» [25] от компании «DIMRUS». Принцип работы «FreDa» основан на анализе частотной развертке. По своей сути метод достаточно простой. При калибровке устройства в него заносится «идеальная» амплитудно-частотная характеристика и последующие замеры, получаемые в ходе диагностирования обмоток трансформатора, сравниваются с ней. Как правило исходную характеристику, с которой в последующем производят сравнение запрашивают у завода изготовителя трансформаторов, либо производят замер на трансформаторе, который не был введен в эксплуатацию. Способ получения целостной характеристики является одним из наиболее простых, однако он не гарантирует полное отсутствие дефектов магнитной системы трансформатора, так как она может повредиться при транспортировке. Одним из наиболее сложных средств получения АЧХ является виртуальное моделирование обмоток трансформатора и магнитопровода, тем не менее, такой вариант один из самых точный, поскольку при симулировании частотной характеристики полностью отсутствуют все отклонения от номинальных параметров. Далее прибор подключают к вводам или нейтральному проводу трансформатора и подают на них синусоидальный сигнал, с концов других вводов регистрируют отклик и реакцию обмоток на поданный сигнал.

На основании была разработана новая система мониторинга состояния трансформаторного оборудования в режиме «on-line» без отключения его от сети. На рисунке 15 представлена схема подключения системы мониторинга к силовому трансформатору (однофазному).

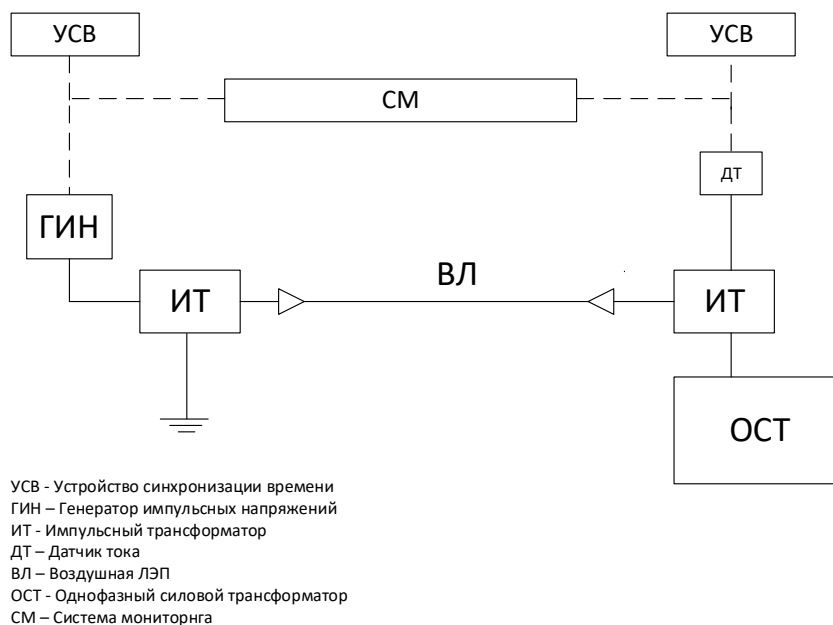


Рисунок 15 – Схема подключения системы мониторинга к трансформатору

Выводы по разделу.

В данном разделе были рассмотрены типовые схемы подключения отечественного оборудования для мониторинга состояния трансформатора, а также были рассмотрены их зарубежные аналоги.

В ходе исследования была так же разработана концепция подключения оборудования для постоянного мониторинга без отключения оборудования от сети, а также осуществления предиктивного анализа «on-line».

5 Протоколы передачи данных

Теперь подробно остановимся на передаче данных от датчиков до обслуживающего персонала. Так как мы используем и планируем использовать цифровое оборудование для мониторинга цифрового сигнала, то нам потребуется объединить его (оборудование) в единую систему, в этом случае необходимо руководствоваться стандартом МЭК 61850 [11] (системы и сети связи подстанций) который стандартизирует новые протоколы связи для цифровых подстанций.

К системам сбора и передачи информации предъявляется ряд требований, который нацелен на максимизацию пользы от подобных комплексов, вот их список:

- Высокоскоростной обмен данными;
- Совместимость различного оборудования;
- Фиксация осциллограмм тока и напряжения;
- Связь с локальными вычислительными системами на подстанции;
- Конфигурирование;
- Передача и архивирование полученных данных.

Традиционная подстанция, изображение которой предоставлено на рисунке 16, в наше время представляет собой два связанных между собой уровня: первичный силовой с измерительными трансформаторами и прочим коммутационным оборудованием соединённых посредством традиционных медных кабелей с устройствами вторичной системы, такими как устройства релейной защиты и автоматики или автоматизированной системой коммерческого учёта электроэнергии и прочие микропроцессорные устройства. Устройства вторичной системы подключены к интерфейсу SCADA уже посредством оптических кабелей. На практике же это ведёт к тому, что множество устройств связано между собой посредством именно медных кабелей, но на вторичном уровне различные устройства конфликтуют между собой из-за различных протоколов подключения. Именно поэтому

стоит ориентироваться именно на стандарт МЭК 61850, который является революционным в рамках протоколов связи устройств.

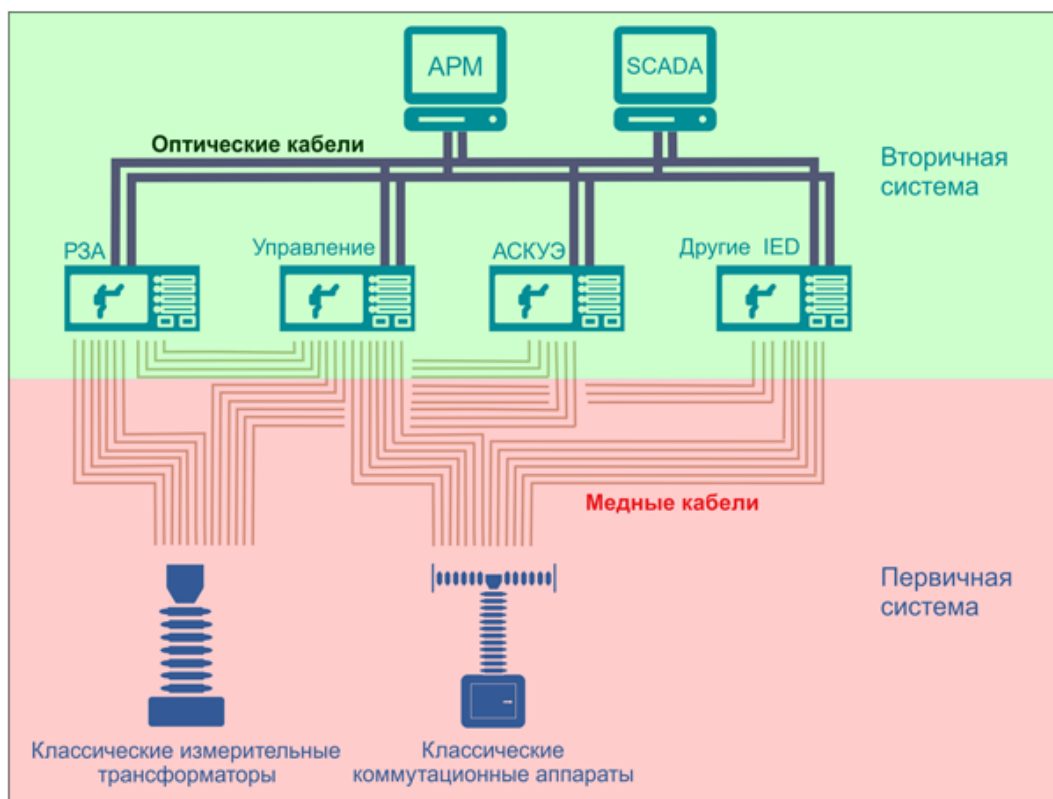


Рисунок 16 – Традиционная двухуровневая подстанция

Стандарт предполагает использование не двухуровневой системы на подстанциях, а трёх, для большей и эффективной автоматизации процессов мониторинга и управления которые включают в себя: полевой уровень, уровень присоединения, а также уровень подстанции, схематичное изображение цифровой подстанции представлено на рисунке 17. Полевой уровень и уровень присоединения соединены между собой через шину присоединения, обмен информации осуществляется так же через неё, уровень присоединения и подстанции объединены через шину подстанции. Далее подобно рассмотрим каждый из уровней. Так как предложенная концепция мониторинга трансформатора предполагает широкое использование программных алгоритмов, в первую очередь Вейвлет разложения и быстрого

преобразования Фурье [22], то для неё критично наличие разделения уровня присоединения и уровня подстанции.

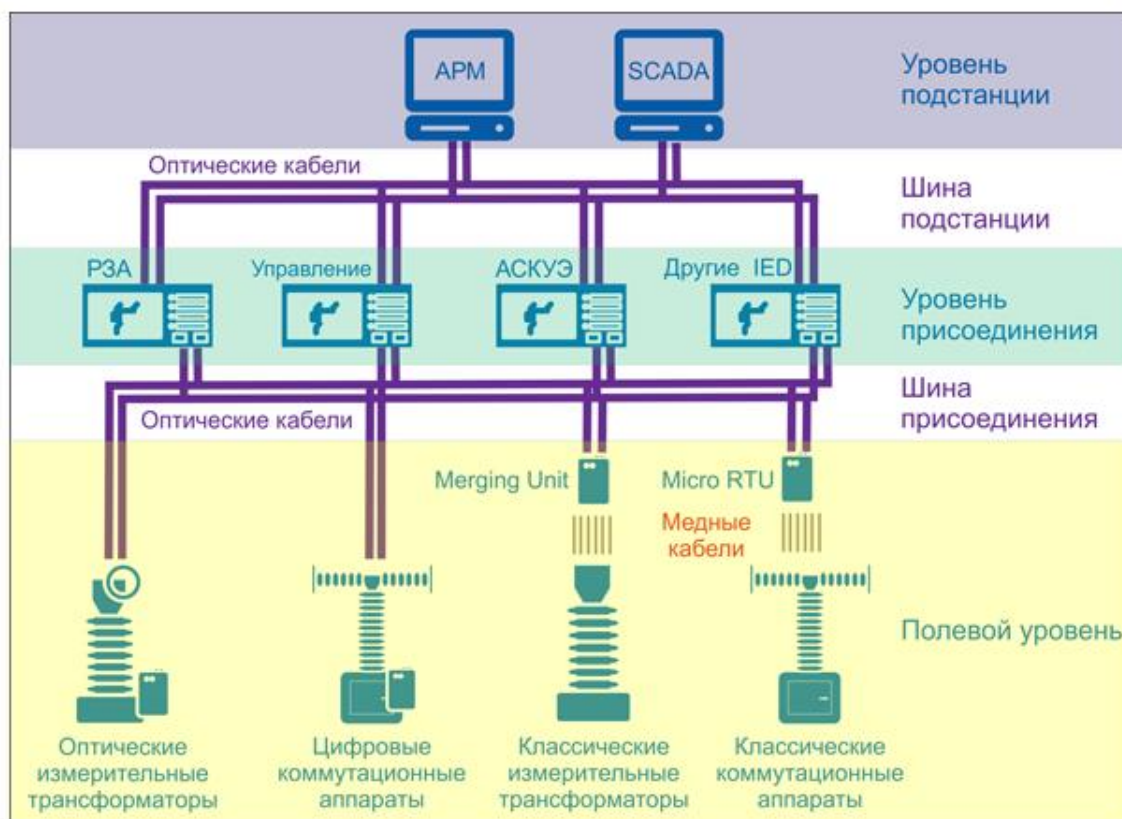


Рисунок 17 – Цифровая трёхуровневая подстанция

Полевой уровень включает в себя трансформаторы и коммутационные аппараты – силовое техническое оборудование. Так как ранее мы выбрали для мониторинга именно оптические трансформаторы с электронными блоками, то мы можем подключить их напрямую ко второму уровню, например устройствам РЗА, посредством оптических кабелей. В случае использования традиционного трансформаторного оборудования потребовалось бы использование аналого-цифрового преобразователя сигнала, для представления его в цифровом виде, впоследствии АЦП был бы связан со вторым уровнем посредством оптических кабелей. В нашем случае стоит так же упомянуть что блок электроники оптического трансформатора оцифровывает сигнал согласно протоколу МЭК 61850-9-2 [11].

Устройства уровня присоединения представляют собой микропроцессорные реле или терминалы релейной защиты, именно на них приходит первичная информация от измерительных устройств нижнего уровня, и именно они передают информацию на высший уровень и осуществляют работу коммутационных аппаратов. В настоящее время, подавляющее большинство подобного оборудования уже оборудовано портами для объединения с остальными уровнями, но также и между собой что позволяют создать монолитную систему контроля и мониторинга не только трансформаторного оборудования, но и распределительных сетей.

Второй уровень АСМИД является наиболее простым, так как на нем реализован только первичный анализ данных. В некоторых случаях второй и третий уровни объединяются в один, и на базе этого реализуется система, которая способна сразу производить оценку технического состояния силового трансформатора. Как правило, большинство производителей используют интерфейс RS-485 для передачи данных между уровнями. RS-485 является физическим стандартом передачи данных посредством витой пары. Данный интерфейс способен работать в двух режимах: полудуплекс, где используется только два канала и полный дуплекс, где задействованы четыре канала.

Уровень подстанции включает в себя человеко-машинный интерфейс и автоматизированные рабочие места посредством которых и осуществляется контроль и управление оборудованием подстанции, в данную категорию входят шкафы управления оборудованием, централизованные системы диспетчерского управления, которые так же могут аккумулировать информацию для дальнейшей обработки или передачи на другие уровни.

Далее рассмотрим взаимодействие этих уровней, которое осуществляется посредством технологий MMS (для обмена между уровнями) и GOOSE (для горизонтального обмена). Стоит отметить то, что протокол GOOSE позволяет взаимодействовать устройствам не только одной выделенной подстанции, а также осуществлять обмен данными между

несколькими подобными подстанциями. Пример логического узла представлен на рисунке 18.

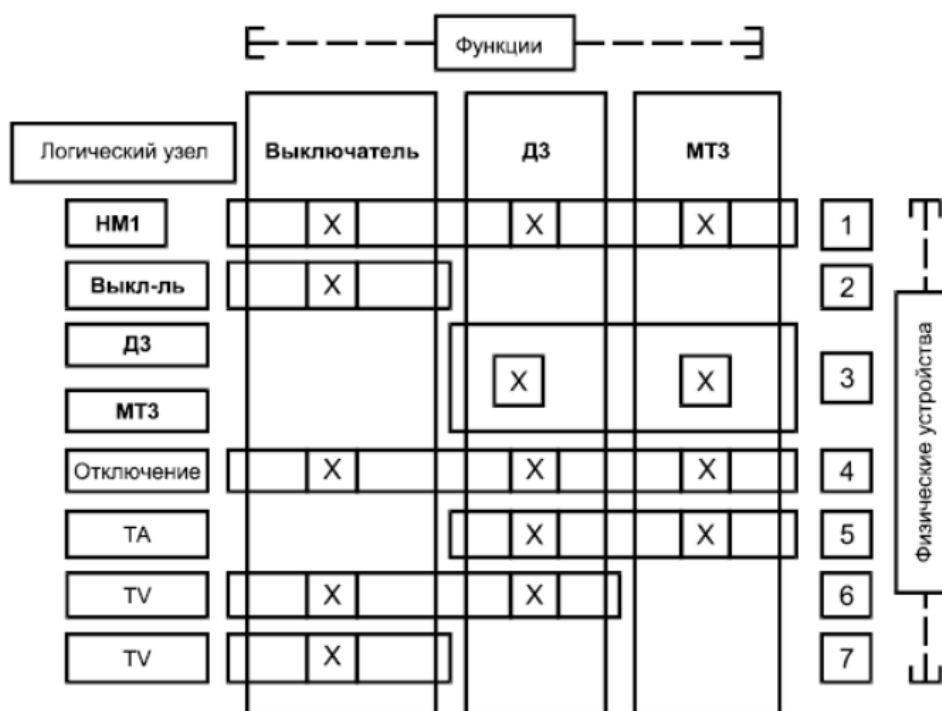


Рисунок 18 – Концепция логического узла

Технология MMS описана в ISO 9506 [12], в нём передача данных осуществляется посредством «клиент-сервер», где клиентом выступает одна из систем подстанций уровня, а сервером терминалы присоединения. В таком обмене информацией происходит постепенный “опрос” посредством обращения по IP-адресу клиентов к серверам, который с течением времени накапливает большой объём информации и постепенно обновляет её посредством обращения к клиентам, пример такого взаимодействия представлен на рисунке 19. В подобном взаимодействии полностью используется семиуровневая модель данных OSI/ISO.

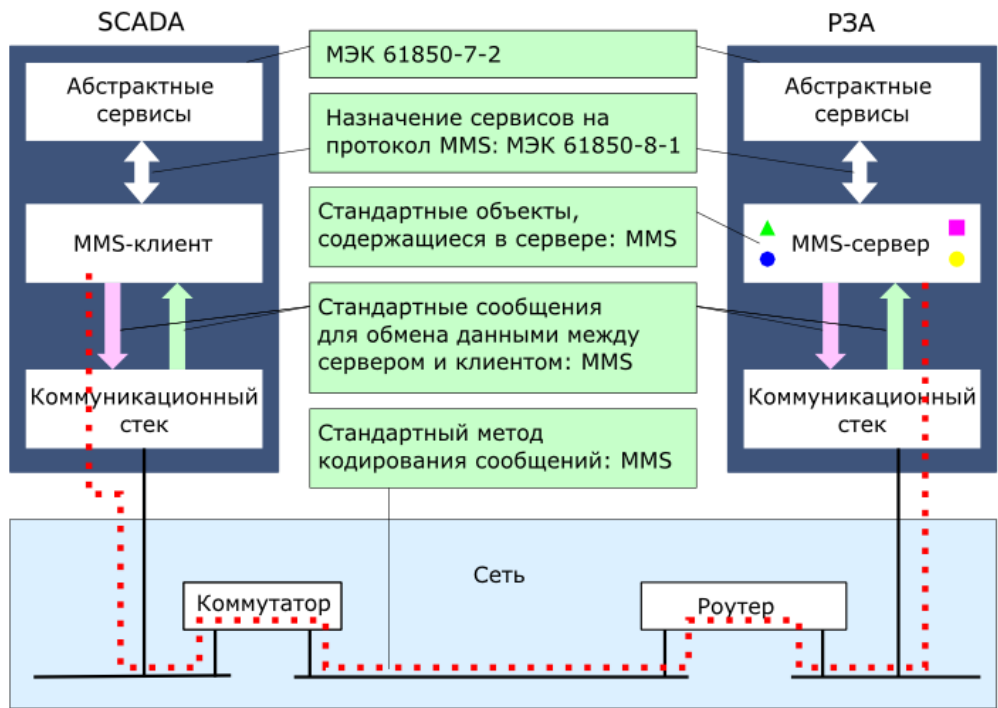


Рисунок 19 – Передача данных по технологии MMS

В технологии GOOSE обращение происходит сразу канальному уровню OSI/ISO посредством MAC-адреса и непрерывно транслируется в сеть, что существенно снижает время ответа и передачи информации. В таком случае реализуется принцип безусловной передачи информации, что вместе с тем позволяет диагностировать и саму сеть GOOSE, ведь при изменении одного из параметров меняется и время передачи сигнала. Схема передачи информации посредством данного протокола представлена на рисунке 20.

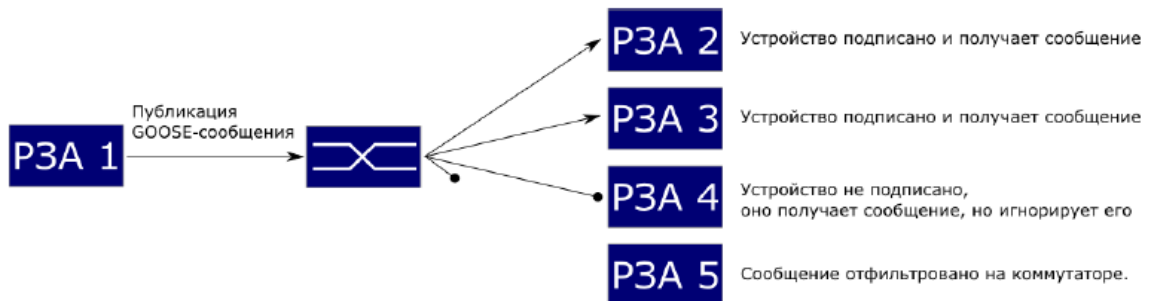


Рисунок 20 – Передача данных по технологии GOOSE

Так же протокол МЭК 61850 описывает и конфигурирование подстанции на основании языка SCL, который в свою очередь основан на языке XML. Он включает в себя несколько файлов, которые призваны облегчить и значительно упростить процесс конфигурирования цифровой подстанции. Файл SSD содержит линейную схему всей подстанции и устройств на присоединении, ICD содержит описание возможностей присоединённых устройств, на основании информации из данных файлов определяются возможности по конфигурации системы и создаётся файл SCD который содержит настройки и конфигурации устройств на подстанции. Далее уже тот файл будет использован для конфигурации всей системы подстанции. Подобный язык SCL позволяет производить замену устройств на идентичные с минимальными технико-экономическими затратами. На рисунке 21 представлен пример исполнения логической схемы на языке SCL посредством мониторинга нескольких каналов с разной информацией.

Вывод по главе

В данной главе были рассмотрены пути и протоколы взаимодействия между измерительными устройствами и интерфейсом SCADA, так же были подробно разобраны протоколы взаимодействия между высшими и низшими уровнями интеграции устройств подстанции. Это в свою очередь позволит создать единую систему контроля за состоянием оборудования и качества электроэнергии в рамках подстанции.

Современные информационные технологии дают возможность для создания более прозрачных и наглядных систем мониторинга и распределения электроэнергии, это может быть привлекательно как для персонала, который будет иметь всю полноту информации в более приспособленном виде, так и для конечных потребителей, которые смогут с лёгкостью судить о качестве подаваемой им электроэнергии.

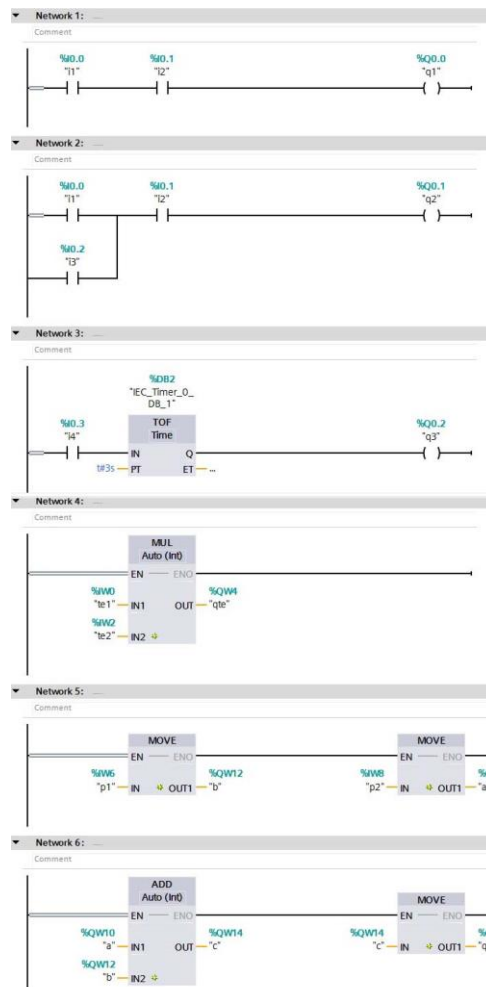


Рисунок 21 – Многоканальный подход к мониторингу подстанции с помощью языка SCL

Так же, как было уже раньше сказано, подобные технологии могут стать основой для более широко внедрения в Российской Федерации системы умной электроэнергии Smart-grid, что повысит технологический уровень всей сферы электроэнергетики и создаст основу для дальнейшего развития как промышленного сектора, так и муниципального.

Вместе с тем, цифровизация и использование высокоточных системы сбора и передачи информации предъявляет ряд требований к операторскому персоналу, которому всё равно придётся выполнять функции валидатора, подтверждающего адекватность входящей информации.

6 Достоинства и недостатки предиктивного мониторинга

Так как разрабатываемая система мониторинга основана на принципе анализа амплитудно-частотной характеристики, области применения данной системы не ограничиваются только магнитной системой силового трансформатора. Использовать разработанный метод можно применить на оборудовании, которое является частью комплексной системы поддержания номинального функционирования трансформатора, а именно элементов системы охлаждения. Основным направлением в данной части оборудования являются насосы и вентиляторы.

В отличие от разрабатываемого метода контроля магнитной системы силового трансформатора по АЧХ, метод контроля системы охлаждения является не новаторским. Данная модель идет под номером шесть в перечне математических моделей стандартизированном ЕЭС ФСК. Данная модель называется «контроль состояния системы охлаждения» [9]. Применение анализа частотной характеристики для оценки технического состояния электродвигателей и насосов достаточно эффективно. Таким методом можно продиагностировать дефекты ротора - трещины, дефекты литья, обрывы стержней короткозамкнутого, трещины в кольцах. Также по частотной характеристике возможно определить повышенный эксцентриситет воздушного зазора, дефекты подшипников, межвитковые замыкания в обмотке статора и неисправности привода.

Теперь стоит подробнее разобраться с достоинствами и недостатками такого мониторинга, вынесем все их в перечень, а затем подробно ознакомимся.

Достоинствами являются:

- Передача данных между различными уровнями АСУ ТП;
- Точность;
- Диджитализация;
- Предиктивность.

Недостатками являются:

- Относительная дороговизна;
- Слабость развития подобной сферы в Российской Федерации.

Как уже было описано ранее, данная защита трансформаторного оборудования выполняется на цифровых подстанциях, что повышает её информационную ценность, ведь помимо устройств для предиктивной защиты к защищаемому трансформатору будут подключаться и прочие цифровые устройства, которые помогут аккумулировать и передавать информацию о его техническом состоянии на другие уровни. Всё это позволит сделать процесс мониторинга более наглядным и информативным, а также превысит прозрачность работы энергосетевых компаний.

Так как подобная защита выполняется на основе оптических трансформаторов, то она имеет повышенную точность. Согласно ГОСТ МЭК 60044-7-2010 [13] класс точности подобных трансформаторов составляет 0,2S (для измерений); 0,2; 0,5; 1,0; 3Р. Помимо этого, сигнал преобразованный в цифровой, передаётся по оптическим кабеля, что существенно повышает скорость реакции системы в различных ситуациях и общую устойчивость схемы.

Цифровизация так же разительно отличается предлагаемую систему мониторинга от подобной традиционной. Так как она выполнена на цифровых устройствах и является по сути модульной, это позволяет настраивать и перенастраивать систему при замене одного или нескольких компонентов, благодаря используемым в ней протоколам. При использовании логических модулей или любой подобной аппаратуры, система такого мониторинга имеет безграничные функции.

Главным преимуществом предлагаемой системы мониторинга является предиктивность, так как возможность знать заранее о поломках позволит расширить временной спектр комплекса мер по поддержанию работоспособности трансформаторного оборудования. Это так же снизит время реакции бригады ремонтников при выходе оборудования из строя и

позволит провести их в более сжатые сроки. Вместе с тем, нужно понимать, что возможность знать заранее о поломках позволит “разгрузить” трансформаторы, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, вплоть до планового технического обслуживания.

Однако, данная система является более дорогой, нежели комплекс мер по мониторингу состояния трансформатора по маслу и растворённым в нём газам. Основная причина этого – отсутствие необходимого оборудования для предиктивного мониторинга на традиционных подстанциях, вместе с тем стоит понимать, что в нынешнее время, в стоимость капитального ремонта трансформатора закладывается до 80% от его начальной цены, что существенно повышает затраты на такой ремонт.

Предиктивный анализ позволит снизить число капитальных ремонтов и в конечном счёте окупит себе через некоторый промежуток времени. Стоит так же упомянуть, что с течением времени и развитием микропроцессорных технологии общая стоимость установки и эксплуатации подобной системы мониторинга будет снижаться, так же она будет снижаться при совершенствовании технологий производства и эксплуатации оптических цифровых трансформаторов. Аналогия стоимости оптических трансформаторов представлена на рисунке 22.



Рисунок 22 – Зависимость цены оптического трансформатора от времени

Также существенным недостатком данной системы мониторинга является общая слабость сферы приборов цифрового мониторинга в Российской Федерации [18]. Желательным элементом подобной системы предиктивного анализа является блок искусственного интеллекта, на основе которого можно было бы выстроить самообучающиеся программное обеспечение, которое само могло бы дополнять базу данных аномальных и аварийных режимов работы. К сожалению, традиционная слабость [19] данной сферы и отсутствие отечественных производителей, которые могли бы выпускать микропроцессорные блоки управления с искусственным интеллектом накладывает некоторые ограничения на реализацию подобной концепции предиктивного мониторинга.

Вывод по главе

В данной главе был определён перечень достоинств, которые резко отличают предлагаемую систему мониторинга и анализа состояния силового трансформатора, от уже имеющихся аналогов:

- Точность;
- Цифровизация;
- Предиктивность;
- Свободная циркуляция информации между устройствами.

Всё это создаёт положительный фон для внедрения подобных технологий мониторинга.

Так же был определён перечень недостатков, которые затрудняют внедрение таких технологий в Российской Федерации:

- Дороговизна;
- Отсталость цифровой энергетики в Российской Федерации.

По совокупности достоинств и недостатков, данный метод при условии последующие обработки полученных данных позволит проводить более широкий мониторинг с повышенным количеством входных параметров.

Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы, направленной на разработку концепции технической части системы мониторинга силового трансформатора для раннего определения аварийных режимов работы, на первом этапе определена актуальность работы и важность предлагаемого подхода, который заключается в разработке метода, позволяющего определять от 75% до 85% всех дефектов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации трансформатора. Несмотря на то, что имеющиеся методы контроля технического состояния трансформатора зарекомендовали себя, как достаточно точные и эффективные способы мониторинга параметров его работы до сих пор вопрос контроля магнитной системы остается открытым.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан и предложен концепт технологической части системы мониторинга и предиктивного анализа состояния трансформатора с использованием метода амплитудно-частотных характеристик.

Проведен подробный анализ уже имеющихся систем мониторинга трансформаторного оборудования, в частности силовых трансформаторов. Определено, что наиболее распространенным на сегодняшнее время в системах мониторинга является метода анализа растворённых в масле газов. Для данного метода подробно рассмотрены виды и типы повреждений и дефектов, которые могут быть идентифицированы.

Рассмотрен пример оборудования, которое будет задействовано при построении подобной системы мониторинга, определены преимущества перед традиционной и уже имеющейся аппаратурой. Выбраны схемы подключения и их особенности для выбранного оборудования.

Предложенная концепция предиктивной системы анализа трансформаторного оборудования уже находится в части производства и реализации, идёт активное сотрудничество в данной сфере с такими

компаниями как Завод «Автотрансформатор» и ООО «Тольяттинский трансформатор». Данное сотрудничество заключается в проведении полевых испытаний на сборных стендах, а также дополнительных исследований реакции магнитной системы трансформатора на различного вида неисправности.

Основным достоинством выпускной квалификационной работы является ее практическая значимость и реализация. По результатам выполнения выпускной квалификационной работы планируется разработать реально функционирующую, инновационную систему мониторинга и анализа состояния силового трансформатора, которая станет частью основных систем мониторинга стандартизированных и используемых в ПАО «Россети». Для этого помимо определения типа дефекта разрабатываемый комплекс должен прогнозировать период времени, который поврежденный трансформатор может оставаться функционирующим в зависимости от имеющегося повреждения.

Список используемой литературы

1. Давиденко И.В. Оценка технического состояния силовых трансформаторов по результатам традиционных испытаний и измерений: учебно-методическое пособие / И.В. Давиденко – Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 96 с.
2. Кретов Д.А., Москалёв Л.Б. Анализ цифровых устройств релейной защиты и автоматики для контроля параметров режима электроэнергетических систем. 2019
3. Кретов Д.А., Москалёв Л.Б., Чиндин В.В. Разработка метода раннего определения аномального режима работы силового трансформатора. 2021
4. Кретов Д.А., Москалёв Л.Б., Чиндин В.В. Система придективного анализа состояния трансформаторного оборудования. 2022
5. Кретов Д.А., Москалёв Л.Б., Чиндин В.В. Цифровые устройства релейной защиты для интеграции с системами мониторинга аварийных ситуаций электроэнергетических системах. 2019.
6. Мир техники. Каталог продукции [Электронный ресурс] URL: <https://www.mir-technics.ru/products/rigol-mso-5072-tsifrovoy-ostsillograf-5229> (дата обращения 12.04.2022)
7. Найденов А.Д. Оптические трансформаторы напряжения // Вестник науки и образования. 2020. №8. С. 23-27.
8. Овчиников К.В., Давиденко И.В. Анализ точности методов идентификации вида дефекта трансформатора по результатам АРГ. 2017
9. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) [электронный ресурс] Министерство энергетики РФ URL: <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (дата обращения 03.02.2022)
10. Показатель энергетической эффективности объектов электроэнергетики [электронный ресурс] Министерство энергетики РФ URL: <https://minenergo.gov.ru/node/22442> (дата обращения 04.03.2022)

11. Сайт компании DimRus [электронный ресурс] URL: <https://dimrus.ru/tdmm.html> (дата посещения 10.06.2022)
12. Указ Президента РФ от 7 июля 2011 г. N 899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации»
13. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 (ред. От 2012.09.01) URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093460> (дата обращения 01.05.2022)
14. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] ГОСТ Р ИСО 9506-2-2014 (ред. От 2016.01.01) URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118298> (дата обращения 10.05.2022)
15. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 (ред. От 2012.07.01) URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088875> (дата обращения 07.05.2022)
16. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] ГОСТ Р 59239-2020 (ред. От 2021.03.01) URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177411> (дата обращения 07.05.2022)
17. Электрооборудование, наполненное минеральным маслом, находящееся в эксплуатации. Руководство по интерпретации результатов анализа растворенных и свободных газов [Электронный ресурс] Российский институт стандартизации URL: <https://www.standards.ru/document/6104827.aspx> (дата обращения 16.05.2022)
18. Chae-Hwa Shon, Sang-Hwa Yi, Heun-Jin Lee, Dong-Sik Kang. Study on the Transfer functions for Detecting Widnings Displacement of Power Transfromers with Impulse Method. 2012

19. Dong-Jin Kweon, Joo-Sik Kwak, Jong-Young Eun, Byeung-Moon Min, Dong-Gyon Yu. Investigation Between Gas in Oil Analysis and the Source of Trouble in Transformer // Journal of Electrical Engineering and Technology. 2005. №8 C. 343-349.
20. Dongjin Kweon, Yonghyun Kim, Taesik Park, Nohonf Kwak, Yougho Hur. DGA Gases related to the Aging of Power Transformers for Asset Management. 2018
21. Fairouz M., Yousof M., Chandima Ekanayake, Tapan K. Saha Frequency Response Analysis to Investigate Deformation of Transformer Winding. 215
22. http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf
23. Mike Mehrdad E.K.Stanek, A.S. Jannati. Influence of Voltage and Current Harmonicson Behavior of Electric Devices. 2000
24. Qian Cheng, Zhongyong Zhao, Chao Tang, Guochao Qian, Syed Islam. Diagnostic of Transformer Winding Deformation Fault Types Using Continuous Wavelet Transform of Pulse Response. 2019
25. Saleh Alsuhaibani, Yasin Khan, Abderrahmane Beroual, Nazar Hussain Malik. A Review of Frequency Response Analysis Methods for Power Transformer Diagnostics. 2016
26. Seong-Hwan Kim, Tae-Sik Park. Internal Defect Analysis of Transformers using DGA. 2020