

**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ
„СВ. ИВАН РИЛСКИ”**

маг. инж. Александър Георгиев Владимиров

**Методи и технически средства за изпитване,
диагностика и автоматичен контрол на силови
трансформатори.**

АВТОРЕФЕРАТ

**на дисертация за получаване на образователна и научна
степен “Доктор”**

**Професионално направление 5.2. „Електротехника,
електроника и автоматика“**

**Научна специалност 02.04.15 “Електроснабдяване и
електрообзавеждане” (по отрасли)**

НАУЧЕН РЪКОВОДИТЕЛ: доц. д-р Румен Георгиев Исталиянов

Рецензенти:

1. проф. д-р Константин Борисов Тричков

2. проф. д-р Владимир Димитров Лазаров

София, 2015

Дисертационния труд е обсъден на заседание на Разширен катедрен съвет на катедра „Електрификация на минното производство” при Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски” (Протокол № 4/26.03.2015) и е насочен за публична защита пред Научно жури .

Дисертацията е разработена в катедра „Електрификация на минното производство” при Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски”, а експерименталните изследвания са проведени върху силови трансформатори на ЕСО, намиращи се в ТЕЦ „Варна”, подстанция „Модерно предградие” –гр. София, подстанция „Столник”, подстанция „Ален мак” – гр. Благоевград, трансформатор на ТЕЦ Марица изток 3 – ЕНЕЛ в завода за трансформатори на Хюндай хеви индъстриис ко. България в гр. София.

Докторантът работи в ЧЕЗ Разпределение България ЕАД като инженер енергиен диспечер СрН/НН към СДЗ София.

Защитата на дисертационния труд ще се състои на **18 юни 2015 г.** в Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски”, Минно-електромеханичен факултет, зала 204б от 14.00 часа на заседание на Научно жури, назначено със Заповед № Р-545 от 23.04.3015 г. на Ректора на МГУ „Св. Иван Рилски”.

Материалите по дисертацията са на разположение на всички интересувачи се в канцеларията на Сектор „Следдипломна квалификация” на Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски”, гр. София.

Автор: **Александър Георгиев Владимиров**

Заглавие: **Методи и технически средства за изпитване, диагностика и автоматичен контрол на силови трансформатори.**

Тираж: 20 бр.

Издателска къща „Св. Иван Рилски” при МГУ - София

I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИЯТА.

Актуалност. Силовите трансформатори са едни от най-скъпите съоръжения използвани при изграждането на електроснабдителната система. Те се явяват основно звено в технологичната верига за пренасяне на електрическа енергия на големи разстояния с минимални загуби. Основен елемент са както на енергийната система на отделно взета страна, така и на съвместно работещи две и повече енергийни системи. Ето защо от надеждната работа на силовите трансформатори и качеството на преобразуване на електрическата енергия в тях зависи надеждността на енергийната система на всяка страна, качеството на електроснабдяване на различните категории потребители и ефективността на нейното преобразуване и пренасяне.

Една от основните причини за извънпланово извеждане на трансформатор от експлоатация е недостатъчната механична устойчивост на намотките на трансформатора в режими на късо съединение. При протичане на токовете с голяма стойност върху намотките действат определени аксиални, радиални и тангенциални сили, които могат да превишат няколко пъти нормалните механични сили получаващи се в следствие на протичането на номиналните магнитни потоци през намотките и магнитопроводът. С увеличаването на възрастта на трансформаторният парк и при наличие на голям брой къси съединения претърпени от електрическите машини, този проблем става все по-актуален.

Друг съществен проблем е стареенето на електрическата изолация на електрическата машина. Стареенето на хартиено-маслената и бариерно-маслената изолация на трансформаторите се проявява като изменение на електрическите и физикохимичните характеристики на тези изолационни системи. След преминаването на определена граница на стареенето, изолацията на намотките на трансформатора става по-крехка и при внезапни къси съединения не може да устои на механичните сили, получаващи се в следствие на протичането на токовете на късо съединение. В резултат се получават вътрешни къси съединения в трансформатора, което налага неговото бракуване или ремонт.

За осигуряване на висока експлоатационна надеждност на силовите трансформатори се извършва задължителен обем измервания през целият им жизнен цикъл.

Определянето на обема, избора на методите, техническите средства и периодичността на изпитване и проверка на силовите трансформатори по време представлява една незавършена и актуална задача за изследване. Проблем е и липсата на единен и универсален стандарт за контролни, типови и специални

изпитания на силови трансформатори. Това затруднява производителите на трансформатори и увеличава разходите за поддържане на актуален набор от стандарти на ГОСТ, МЕК(IEC), ANSI/IEEE, NEMA-TR1, BS, AS2374, CSA-C88-M90, IEC-204, СИГРЕ.

Определянето на състоянието на един масло напълнен силов трансформатор и откриването на мястото на повреда или конструктивен дефект е трудна задача поради факта, че той се състои от много компоненти. При такова съчетание от елементи изискващо едновременно, както електрическа така и механична устойчивост, няма възможност само с един единствен метод да се определи цялостното състояние на електрическата машина.

Основна цел при развиването на методи и технически средства за изпитване, диагностика и автоматичен контрол на силови трансформатори е да имаме набор от устройства, системи и методи с чиято помощ да наблюдаваме и очакваме аварията в трансформаторът така, че да могат да се вземат подходящи мерки преди да е настъпило принудително изключване в неподходящ момент, а също така да се определи и оставащият експлоатационен ресурс.

Основният проблем при оценката на остатъчният ресурс на трансформатора се явява липсата на достатъчно информация за състоянието на възлите и динамиката на тяхното състояние. Резултатите от комплексни диагностични изследвания позволяват да се намали неопределеността и да се оцени състоянието на различните възли без да се налага провеждането на скъпоструващ ремонт с изваждане на активната част на трансформатора. Не са изяснени напълно и стандартизирани гранични стойности на диагностичните показатели, по които да се определи степента на изчерпване на експлоатационният ресурс на отделните елементи на трансформатора.

Това са част от факторите, които определят актуалността на темата, целта и задачите на дисертацията.

Цел на дисертационната работа. Да се разработи методика за оценка техническото състояние и определяне на остатъчния ресурс на силови трансформатори в експлоатация.

За постигане целта на дисертационната работа са определени следните основни задачи за изследване и решаване:

1. Да се разгледат основните показатели и норми за оценка техническото състояние на силовите трансформатори; конструктивните елементи използвани в трансформаторите, в това число и изолацията (твърда и течна); общи принципи за извършване на техническа диагностика на силовия трансформатор; методични аспекти и технологично осигуряване на процеса.

2. Да се посочат аналитични модели на диагностични показатели за определяне вида и мястото на възникнали и развиващи се дефекти в силови трансформатори.
3. Да се посочат съвременни системи за непрекъснат контрол на техническото състояние на силови трансформатори.
4. Въз основа анализ на аварийността на силови трансформатори в експлоатацията: места на възникване на повредите, причината за възникване и типовете повреди, да се извърши изследване и определяне техническото състояние на силови трансформатори в експлоатация.

Практическа приложимост. Разработената технологична схема и метод за оценка техническото състояние са универсални и приложими за маслонапълнени силови трансформатори в експлоатация независимо от приложението им. Методиката позволява да се създаде система за оценка на риска и превенция на тежки аварии в електроенергийната система.

Апробация на работата. Основни части от дисертационния труд са апробирани пред научни сесии с международно участие в МГУ „Св. Иван Рилски” през 2011, 2012 г; международна научна конференция „UNITECH '12”, гр. Габрово, 16-17 ноември 2012; международна научна конференция в университет „Константин Бранкуши”, гр. Търгу Жиу, Румъния, ноември, 2013 г.

Структура и обем на дисертацията. Дисертацията се състои от пет глави, заключение с приноси, приложения – протоколи от изпитване на трансформатори, становище от лабораторен комплекс трансформатори към Хюндай Хеви Индъстрис – Ко. България, писмо от ЕСО- ЕАД относно техническото състояние на трансформаторите изследвани в дисертацията. Изложена е на 156 страници без приложението с 38 броя таблици и 33 броя фигури, списък на използвана литература, която включва 103 заглавия, от които 41 на кирилица и 62 на латиница.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИЯТА.

ГЛАВА ПЪРВА. СЪСТОЯНИЕ НА ПРОБЛЕМА. ЦЕЛ И ЗАДАЧИ НА ДИСЕРТАЦИЯТА

В Глава първа са изследвани публикации и доклади в следните основни направления на съвременната енергетика:

1. Аварийност на силовите трансформатори, причини, място на повредата, стойност на причинените загуби в следствие авария на трансформатора;
2. Видове методи и технически средства за оценка състоянието на силови трансформатори;
3. Видове експлоатационен контрол на силовите трансформатори.

Резултатите от изследването в Глава първа са обобщени в следните основни изводи:

1. От направения преглед по литературни източници се очертава тенденция към увеличаване броя на аварията в силови трансформатори, съответно увеличаване финансовите загуби за собствениците на тези активи.
2. Методите за оценка състоянието на силови трансформатори трябва да се концентрират върху техническата същност на проблема.
3. За повечето трансформатори има голяма вероятност за наличие на повече от един дефект в даден момент от време.
4. Не е възможно използването на един диагностичен показател за обща оценка на състоянието на силови трансформатори поради многообразието възли с характерните за тях дефекти. Значение за вида дефект има и приложението на трансформатора, местните условия на експлоатация.
5. Въпреки многообразието от стандарти в областта на изпитването на силови трансформатори липсват ясни критерии за комплексна оценка на техническото състояние на силови трансформатори, в това число: обема от изпитания, диагностичната полезност на изпитанията, приносът им в общата оценка на техническото състояние.

Въз основа на литературния обзор са определени целта - да се разработи методика за оценка техническото състояние и определяне на остатъчния ресурс на силови трансформатори в експлоатация, а също така и задачите за изследване и решаване в дисертацията.

ГЛАВА ВТОРА: СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ. ОСНОВНИ ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМИ ЗА ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОТО СЪСТОЯНИЕ НА СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ

В Глава втора въз основа на общата теория на силовите трансформатори, електроизолационните материали и диагностиката на високоволтово оборудване, са посочени аналитични зависимости, влияещи фактори и диагностични показатели за изследване и анализ на работата на силови трансформатори за различни режими на работа. Изложените теоретични въпроси са основата необходима за разбиране на процесите случващи се в различните възли на електрическата машина по време на експлоатацията.

Свойствата на хартията използвана за изолация, се влошават под въздействието ефектите на топлината, водата и кислорода: хартията е подложена на стареене. Ролята на други фактори, дори този на електрическото поле е от вторично значение в сравнение тези три фактора.

Стареенето на хартията на първо място предизвиква влошаване на механичните свойства, а намаляването диелектричната якост идва като последствие. Докато хартията запазва механичната си якост и не се овъгли и разкъса на парчета, запазва задоволителни електрически характеристики.

Степента на стареенето може да се оцени, отделно от понижаването на якостта на опън, с химично свойство наречено степен на молекулярна полимеризация. Степента на полимеризация на хартията (броя на свързаните целулозни пръстени) е директно свързан с якостта на разкъсване на хартията: колкото по-ниска е степенята на полимеризация, толкова по-лесно се разкъсва. Понижаването на степенята на полимеризация от 1000 до 1300, характерно за нова „Крафт“ хартия, до 150 практически означава пълно разрушаване на изолацията.

Съгласно по рано предложена от Монстингер формула нарастване на температурата с 8 °C е достатъчно да понижи експлоатационният срок на изолацията наполовина. На практика още по-ниско температурно прегряване, от 6 °C, се приема при изчисляване на експлоатационния срок на цялата изолация, а същата стойност е взета за основа за международните ръководства отнасящи се за товарния капацитет на силовите трансформатори [5, 12, 22, 60, 78].

Процеса на стареене значително се ускорява в присъствието на вода. Хартията, когато влиза в контакт с въздуха при стайна температура и 100% RH, е способна да абсорбира около 15% вода, при 60% RH абсорбцията на вода е около 8%, а при 20% RH около 4% (стойностите за процентите са тегловни). При 4% влагосъдържание, скоростта на стареене при 130 °C е двадесет пъти по-

висока в сравнение с 0.5% влагосъдържание (цитираното влагосъдържание показва количеството на водата съдържащо се в началото на процеса на стареене, защото в процеса на деполимеризация на хартията също се образува вода. Отношението на образуваните вода, въглероден двуокис и въглероден окис са съответно 70:12:18)[80].

Третият фактор предизвикващ стареене на изолацията е наличието на кислород. Този фактор е по-маловажен от другите два. Съгласно лабораторни експерименти, скоростта на стареене се ускорява приблизително два пъти в присъствието на кислород [80].

Повредата или отклонението от нормалният режим на работа на силов трансформатор може да бъде предизвикано от различни причини: конструктивен недостатък, скрити дефекти от производството, нарушаване на правилата за превоз, технологията на монтажа или правилата за експлоатация, некачествен ремонт. В много от случаите повреждането става не веднага, а след по-дълго или по-кратко въздействие на неблагоприятен фактор [21].

В таблица 2.1 [38] са посочени основните причини за повреда на високоволтово електрообзавеждане.

Таблица 2.1

Вид електрообзавеждане	Елемент от конструкцията	Причина за повреждане
Трансформатори, автотрансформатори и реактори	Изолация	Овлажняване, термично и електрическо разрушаване (вкл. частични разряди); изменение на физико-химичните свойства, насищане с газове и замърсяване на маслото
	Намотки и магнитопровод	Динамична неустойчивост при токове на късо съединение, прегрявания, нарушаване на изолацията на елементите (контури на късо съединение)
	Устройство за регулиране на напрежението	Прегряване, изместване на контактите, функционални повреди, влошаване характеристиките на маслото, окисляване на контактите
Високоволтови изводи	Изолация	Овлажняване, термично и електрическо разрушаване (вкл. частични разряди); изменение на физико-химичните свойства, насищане с газове и замърсяване на маслото

Надеждността на високоволтовото електрообзавеждане в значителна степен се определя от работоспособността на изолацията. Основният обем диагностика се отнася към контрола на изолационната конструкция. Основните контролирани явления в изолацията и съответните диагностични показатели са посочени в таблица 2.2.

Таблица 2.2

Контролирани явления в изолацията

Контролирано явление	Диагностичен параметър
Изменение на диелектричните характеристики	Ток през изолацията, комплексна проводимост, диелектрични загуби, капацитет
Възникване на частични разряди	Импулс на напрежението на обекта, ток на преходния процес, импулс на налягането
Изменение на разпределението на напреженията	Разлика в потенциалите между елементите, потенциал спрямо земя, интензивност на повърхностните разряди
Изменение на физикохимичните свойства на изолационното масло	Диелектрична якост, диелектрични загуби, прозрачност (цвят), съдържание на механични примеси, пламна температура, съдържание на водоразтворими киселини и основи, киселинно число, газосъдържание, влагосъдържание
Образуване на продукти на разлагане на изолацията	Горимост на газовете в бухолцовото реле, състав на газовете в бухолцовото реле (газовата възглавница), горимост на газовете разтворени в маслото, състав на газовете разтворени в маслото, наличие на фуранови съединения

Разработени са значително количество методи за диагностика ориентирани към откриването на определени дефекти посочени в таблица 2.3. Някои методи се допълват и даже дублират един друг. За по-пълно диагностициране е целесъобразно да се използват всички възможни методи. Така при съвпадане на резултатите, получени с различни методи, съществува възможност за по-точно идентифициране на дефект.

Таблица 2.3

Методи за диагностика

Диагностични методи	Откривани дефекти
Измерване на съпротивлението на изолацията	Силно овлажняване, замърсяване
Измерване на комплексната проводимост, диелектричните загуби ($tg \delta$), капацитет на изолацията, $tg \delta$ във функция от честотата и напрежението	Овлажняване, местно разрушаване от разряди, влошаване характеристиките на маслото
Измерване на абсорбционните характеристики на изолацията	Овлажняване

Таблица 2.3- продължение

Методи за диагностика

Диагностични методи	Откривани дефекти
Измерване съпротивлението на тоководещите части с постоянен ток	Повреда във връзките на тоководещите елементи и превключватели на стъпалните регулатори и изводите на намотките
Измерване на коефициента на трансформация	Късо съединени навивки
Измерване на тока и загубите на празен ход	Нарушения в изолацията на елементи на магнитопровода и къси съединения в намотките
Измерване на напрежението (импеданса) на късо съединение	Деформация на намотките
Измерване честотните характеристики на намотките на трансформатора по импулсен и сканиращ метод	Деформация на намотките, къси съединения, промяна в геометричните размери на трансформатора, промени в намагнитващата система, дефекти в изолацията (при импулсния метод).
Измерване на вибрациите на казана	Разпресоване на намотките
Инфрочервена термовизия	Откриване на локални прегрявания по казана на трансформатора, лоши електрически връзки, прегряване на изолацията на високоволтови изводи
Определяне на физикохимичните свойства на маслото	Овлажняване, стареене, прегрявания, замърсяване, термично разлагане на материалите
Анализ на газовете разтворени в маслото	Термични и електрически разрушения на елементите от конструкцията
Измерване на частичните разряди	Местни дефекти (включвания), изменение разпределението на напреженията по конструкцията, електрическо разрушаване

Въз основа на изложеното във **Глава втора** могат да бъдат обобщени в следните изводи:

1. От изложеното в глава втора се установява, че върху нормалната работа на трансформаторите въздействат редица смущаващи фактори, много често няколко от тях действат едновременно. Това е предпоставка за ускорено съкращаване на експлоатационния ресурс на силовия трансформатор.
2. Разгледана е теорията на изолацията на силовия трансформатор (твърда и течна), видовете вредни въздействия влошаващи състоянието на изолацията. Посочените процеси и параметри са важни за разбиране процесите на стареене на изолацията и подбор на подходящи диагностични показатели.
3. Повишаване достоверността на диагнозата на техническото състояние на

трансформатора е възможно, използвайки за контрол няколко параметъра, характеризиращи техническото състояние на обекта и привеждането им към еднакви базови условия.

4. Представени са възможните дефекти и повреди в силовите трансформатори и автотрансформатори, причините за тяхното възникване, посочени са най-често използваните методи за откриване на дефекти. За някои от дефектите има повече от един диагностичен показател, което може да се използва за повишаване точността на диагностиката.

ГЛАВА ТРЕТА. АНАЛИТИЧНИ МОДЕЛИ НА ДИАГНОСТИЧНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ ВИДА И МЯСТОТО НА ВЪЗНИКНАЛИ И РАЗВИВАЩИ СЕ ДЕФЕКТИ В СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ

Както беше разгледано в глава 1 и 2, съществува голямо многообразие от възможни дефекти в силовите трансформатори и допълнителното оборудване към тях. Въпреки многообразието, дефектите могат да се обединят в четири групи, според техния характер и по точно:

- дефекти в изолацията с електрически характер;
- дефекти в следствие замърсяване на изолацията;
- дефекти с термичен характер;
- дефекти с механичен характер.

За всяка група дефекти съществуват известни в практиката диагностични показатели, насочени към откриването на специфичният проблем. В тази глава ще се разгледат последователно съществуващите съвременни диагностични показатели и съответстващите им аналитични модели.

3.1 Диагностични показатели използвани за откриване на дефекти с електрически характер в изолацията

3.1.1 Диелектрични характеристики на изолацията, капацитет, диелектрични загуби, проводимост, изменение на тока протичащ през изолацията

Диелектричните характеристики на изолацията – диелектрична проникваемост и диелектричните загуби – са свързани с явлението поляризация [38]. Електропроводимостта на техническите диелектрици се определя от наличието на свободни йони и се характеризира със специфичното обемно съпротивление ρ_v [39]. При прилагане към изолационната конструкция на

напрежение през нея протича тока на проводимостта. Състоянието на изолацията се характеризира от големината на този ток или реципрочната му величина – диагностичният признак съпротивление на изолацията.

Диелектричната проникваемост се определя от степента на поляризация на диелектрика и е една от най-важните характеристики на изолацията. За изолационната конструкция вместо диелектричната проникваемост ϵ е по удобно да се разглежда пропорционалният на нея капацитет между електродите C .

Доколкото при поляризацията се извършва преместване на заряди, за това се изразходва енергията на полето. Някои от процесите на поляризация са съпроводени с разсейване на част от тази енергия в обема на диелектрика, т.е. това са диелектричните загуби. Диелектричните загуби и особено тяхното изменение са диагностичен показател характеризиращ състоянието на диелектрика.

Известни са няколко вида поляризация: електронна, йонна, диполна, междуслойна (миграционна) и ред други. Видовете поляризация се различават по времето за установяване, което често се нарича време за релаксация на диелектрика. Към бързите видове поляризация се отнасят електронната, йонната и диполната, които приключват за много кратко време (от 10^{-10} до 10^{-15} s).

Междуслойната поляризация, отнасяща се към бавните видове поляризация, може да има време за релаксация, съизмеримо с периода на промишлената честота и даже значително да го превишава. Междуслойната поляризация е характерна за изолационните конструкции за високо напрежение, в които като правило се използват диелектрици с различни характеристики. При междуслойната поляризация на повърхността на раздела между слоевете разнородни диелектрици се извършва натрупване на свободни заряди, наречени абсорбционни. Преместването на тези заряди създава ток на абсорбцията.

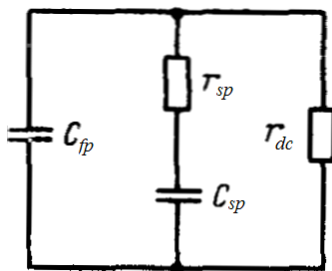
За оценка на връзката между диелектричните загуби на изолацията и нейното състояние се използва заместващата схема от фиг. 3.1а. За тази схема капацитета C_x и $tg \delta$ за променлив ток с честота ω (влиянието на съпротивлението r_{dc} е пренебрегнато) са съответно:

$$C_x = C_{fp} + \frac{C_{sp}}{1 + \omega^2 \tau_{sp}^2};$$

$$tg \delta = \frac{\omega \tau_{sp} C_{sp}}{C_{fp} (1 + \omega^2 \tau_{sp}^2) + C_{sp}}.$$

Капацитета и $tg \delta$ на изолацията зависят както от абсорбционният ток, така и от времето за релаксация. При промяна на честотата ω или

времеконстантата τ_{sp} стойността на $\tan \delta$ преминава през максимум. Обикновено този максимум се намира в областта на свръх ниските честоти.



Фиг. 3.1а Опростена заместваща схема на кондензатор с диелектрик, имащ загуби

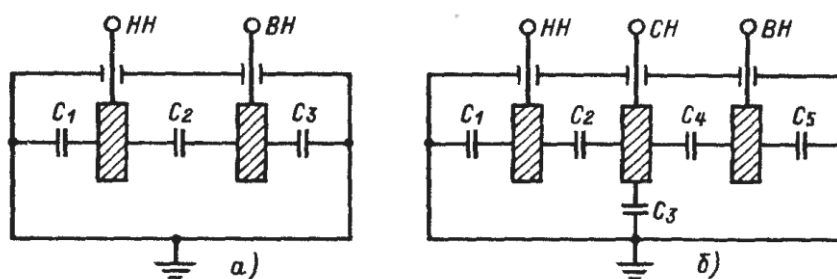
Увеличаването степента на овлажняване води до нарастване на C_{sp} , което предизвиква ръст на $\tan \delta$. С нарастване на температурата стойността на τ_{sp} намалява, което предизвиква увеличение на $\tan \delta$ (максимума се измества в областта на промишлената честота). Едновременно растат и загубите от тока на проводимостта, не отчетен от горепосочените привеждания.

Стойността на $\tan \delta$ дава осреднена обемна характеристика за състоянието на диелектрика, защото активната съставляща на тока, предизвикана от диелектричните загуби в местен дефект, при измерване е включена към общия капацитивен ток на обекта. Като правило, изменението на $\tan \delta$ позволява да се открие общо влошаване на изолацията. Измерването на $\tan \delta$ има лоша селективност и трудно открива местни дефекти, т.е. дефекти обхващащи сравнително малка част от обема на диелектрика, а също и съсредоточени дефекти, при това е толкова по-неселективно, колкото по-голям е обема на изолацията.

Измерването на капацитета на изолацията, освен информация за изменение структурата на диелектрика, предизвикващо изменение в процесите на поляризация (абсорбция), позволява откриването на местни груби дефекти (пробив в изолацията). Степента на откриване на дефектите също зависи от съотношението между обемите на проведената и здравата част от изолацията.

За диагностициране е целесъобразно да имаме данни за параметрите на отделните зони (области) обекта. Така се подобрява откриването на дефекта в следствие намаляване обема на контролираната изолацията.

Най голямо приложение е получила оценката за състоянието на изолацията по зони за силови трансформатори, извършвана с цел откриване на участък с повишени загуби. На фиг. 3.4 е посочена заместваща схема на трансформатор, в която капацитетите $C_1 - C_5$ са еквивалентни на съществуващите зони изолация.



Фиг. 3.4 Заместващи схеми на главната изолация на трансформатор
а – двунамотъчен трансформатор, б – тринмотъчен трансформатор

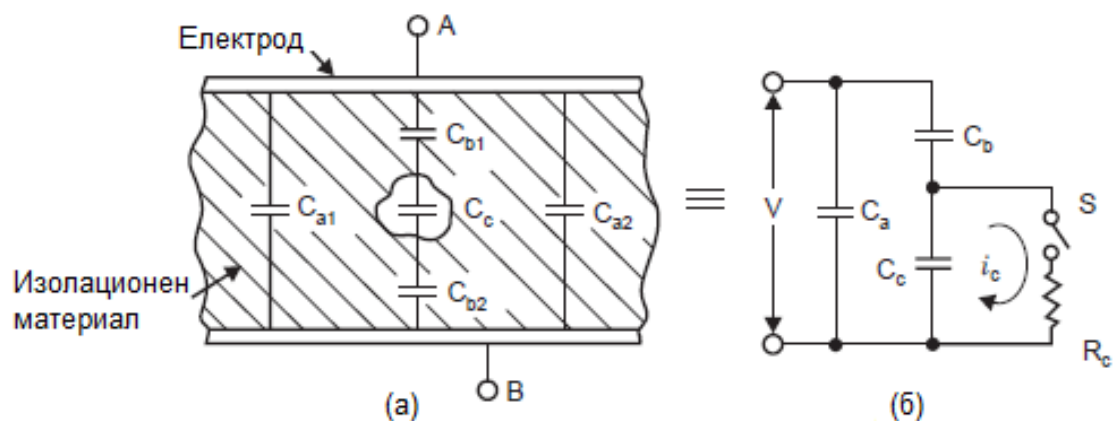
3.1.2 Частични разряди в изолацията

Частичен разряд (ЧР) се нарича електрически разряд, ограничен в част от изолационното разстояние между два електрода, намиращи се под различни потенциали. В общият случай този разряд може да става до единия, до другия електрод или в обема на изолацията, без да е свързан с електродите.

Тази общоприета дефиниция съгласно препоръките на МЕК [8, 63], ГОСТ [23] и IEEE [70] включва в себе си пробив на газови включвания в твърда или течна изолация, намиращи се до един от двата електрода или в обема на изолацията, пробиви на тънки слоеве, течен диелектрик в комбинирани изолации, пробив във вътрешността на част от твърд диелектрик и началният стадий на пробив по повърхността на диелектрика.

Ако съществуват частични разряди в диелектричния материал, те могат да бъдат измерени само между изводите на електродите, които го обграждат [15, 42, 47]. На фиг. 3.6 [100] е показана заместващата схема на кондензатор с просто устройство, в което е налично газово включване. Частичният разряд в празнината ще се появи, защото електрическото натоварване в празнината е ϵ_r пъти по-голямо това за останалия материал, където ϵ_r е относителната диелектричната проникваемост на материала. В следствие геометричната форма на материала, се образуват различните капацитети на материала, както е показано на фиг. 3.6 (а). Силовите линии на полето започващи от електрод А и завършващи в празнината ще оформят един капацитет C_{b1} , по същия начин ще се оформи и капацитета C_{b2} между електрод В и празнината. C_c е капацитета на газовото включване (празнината). По същия начин C_{a1} и C_{a2} са капацитетите на здравата част от диелектрика от двете страни на празнината. Фиг. 3.9 (б) представлява въпросния еквивалент фиг. 3.9 (а), където:

$C_a = C_{a1} + C_{a2}$; $C_b = C_{b1}C_{b2}(C_{b1} + C_{b2})$; C_c е капацитета на празнината. По принцип $C_a \gg C_b \gg C_c$.



Фиг. 3.6 (а) Диелектричен материал с празнина; (б) Еквивалентна схема

Затварянето на ключа S (в някои схеми е представен с искрище) е еквивалентно на симулиране на частичен разряд в празнината, защото напрежението върху празнината достига нивото на пробивното напрежение. Разряда предизвиква протичане на ток $i_c(t)$. Резистора R_c симулира крайната стойност на тока $i_c(t)$.

Настъпването на пробив във включването се съпровожда с неутрализирането на известен заряд q_c /напрежението се понижава с ΔU_c /.

Изменението на заряда q_a е

$$q_a = C_a \Delta U_a = C_a \frac{C_b}{C_a + C_b} \Delta U_c \approx C_b \Delta U_c = \frac{C_b}{C_c} q_c. \quad (3.16)$$

Практически в една реална изолация е невъзможно да се измери ΔU_c директно, следователно е невъзможно и количествено определяне на действителният заряд q_c . Достъпно за измерване е само напрежението на изводите u_a , а следователно и Δu_a . Това позволява установяване на заряда q_a . Съгласно препоръките на МЕК [8, 61], ГОСТ [23] и IEEE [70] този заряд се нарича „привиден” и се използва като критерий за интензивността на частичните разряди.

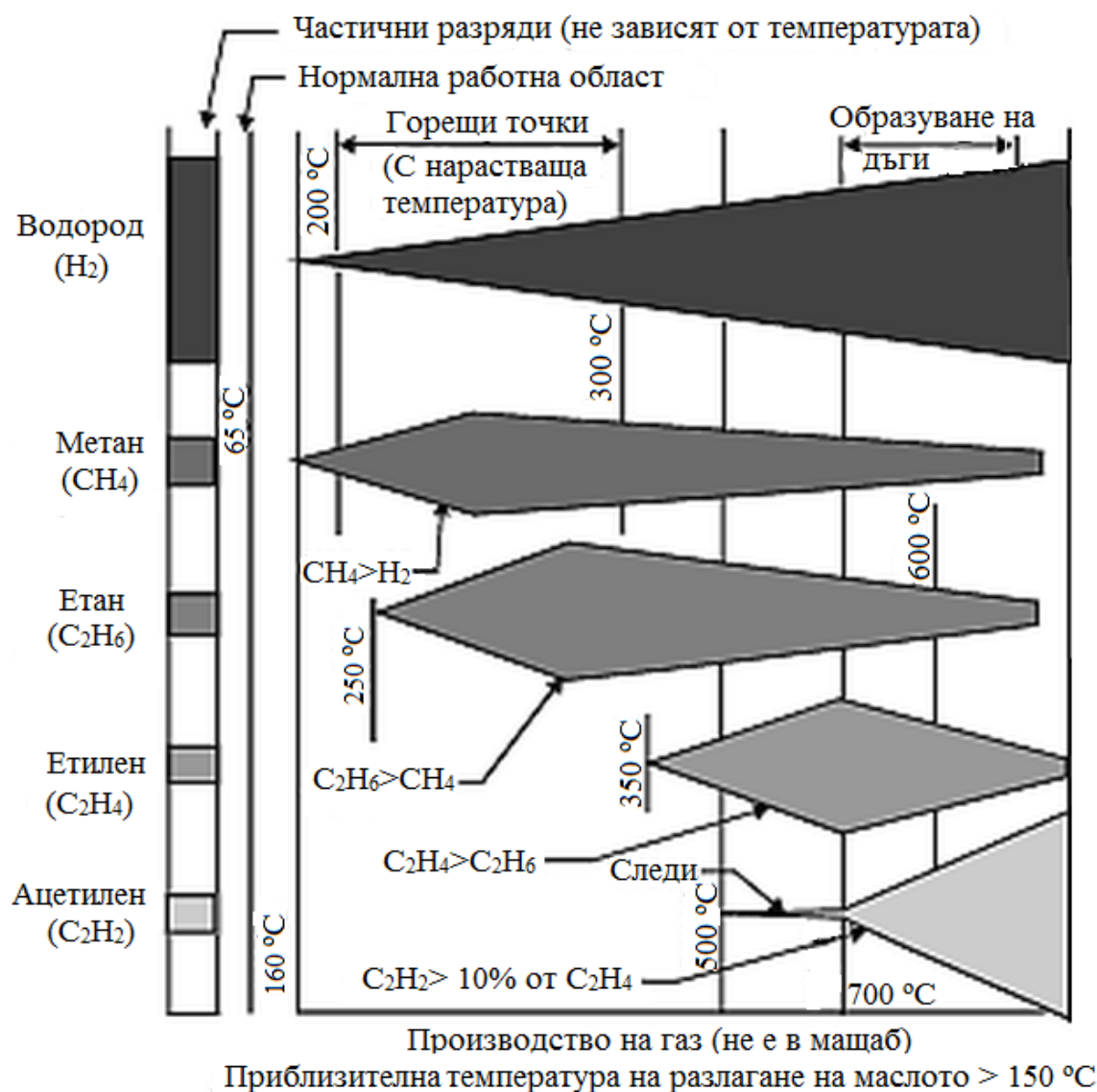
3.2 Диагностични показатели използвани за откриване на дефекти с термичен характер

Дефект с термичен характер се получава, когато температурата на даден елемент от трансформатора превиши допустимите нива за класа на вложената изолация, в следствие, тя започва да деградира и в зависимост от това дали става въпрос за твърд или течен диелектрик, се наблюдават различни развития на процеса. Такива дефекти се получават при: системни претоварвания на трансформатора по мощност, по напрежение, в следствие на влошено състояние на контактните съединения (спойки, контактна система на

регулатора на напрежение, изводи от намотките), при образуване на контури на късо съединение в намотките, магнитопровода, заземителната система.

В маслонапълнените силови трансформатори се формират въглеводородни газове. Различните газове се образуват при специфични температури посочени на фиг. 3.7 [93]. Основни етапи при формирането са разлагането на въглеродно-водородни и въглерод-въглеродни връзки. Образуват се активни водородни атоми и въглеводородни фрагменти.

Тези свободни радикали могат да се комбинират един с друг като образуват газове, молекулярен водород, метан, етан и други, или могат да рекомбинират образувайки при това нови кондензирани молекули. Последващият процес на разлагане и пренареждане води до образуването на продукти като етилен и ацетилен, а в крайна фаза на умерено хидрогенизиран въглерод под формата на твърди частици.



Фиг. 3.7 Производство на горими газове във функция от температурата

Тези процеси са зависими от присъствието на отделните въглеводороди, разпределението на енергията и температурата в близост да повредата, времето за което маслото е натоварено температурно и електрически. Тези реакции са стехиометрични, т.е. отношенията между компонентите са идеални и не остават несвързани въглеводороди, следователно специфичното разрушаване въглеводородите на трансформаторното минерално масло и видът на повредата не могат да се предскажат надеждно на базата на скоростта на химичните реакции.

3.2.2 Диагностика на повредите

Ако стойностите на анализа на разтворените газове (АРГ) са над типичните концентрации и/или скорости на нарастване, вероятно има налице активна повреда в трансформатора и могат да се приложат методи за диагностика за идентифициране на повредата.

Главните методи за диагностика са:

- Методите на IEEE (Дорненбург, Роджърс и метод на ключовите газове – IEEE Std C57.104 [72]);
- Метод на ключовите газове [72, 96];
- Кодове на отношения според МЕК (IEC 60599 [11, 68]);
- Триъгълника на Дювал (IEC 60599 [11, 68, 54, 55]).

Дорненбург, Роджърс и кодовете на МЕК сравняват отношения на газове като CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ и $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$. Методът на ключовите газове се основава на два или три от формираните основни газове. Триъгълника на Дювал се базира на относителните пропорции на три газа (CH_4 , C_2H_4 и C_2H_2).

Относителната ефективност на тези методи е обобщена в таблица 3.1 [54]. Един недостатък на методите на газовите отношения (Дорненбург, Роджърс и МЕК) е, че някои резултати от АРГ могат да изпаднат извън закономерностите на отношенията и в следствие не може да се даде диагноза (несигурна диагноза). Това не се случва при метода на триъгълника, защото той представлява затворена система вместо отворена такава.

Таблица 3.1

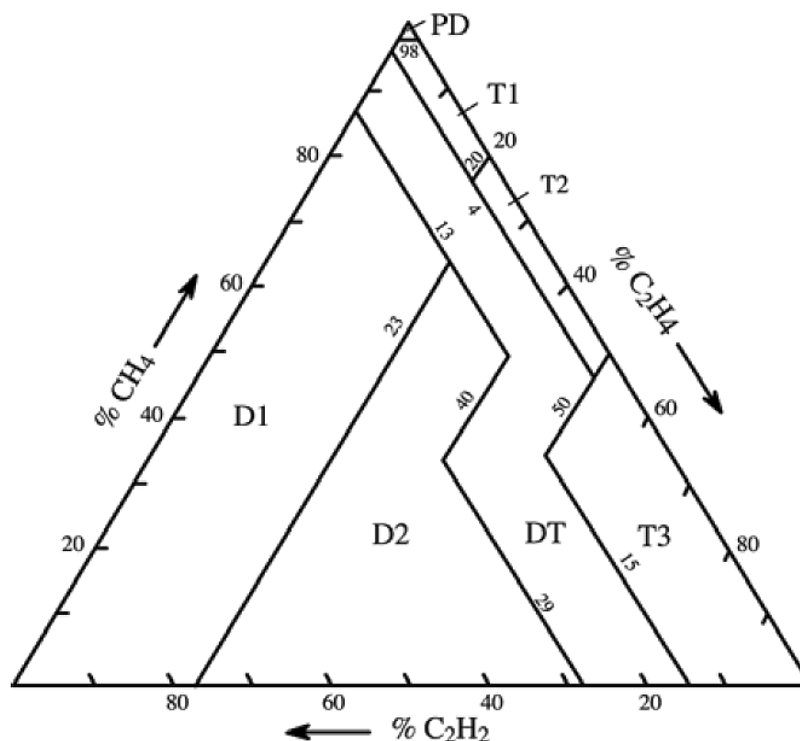
Сравнение на диагностичните методи за анализ на разтворените газове

Метод	% Несигурна диагноза	% Грешна диагноза	Общ % неточни диагнози
Ключови газове	0	58	58
Роджърс	33	5	38
Дорненбург	26	3	29
МЕК	15	8	23
Триъгълник на Дювал	0	4	4

3.2.3 Триъгълник на Дювал

Триъгълника на Дювал е разработен за пръв път през 1974 г. Той използва три въглеводородни газа (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2). Тези три газа съответстват на нарастващи нива на енергия необходима за произвеждане на газове в трансформатор в експлоатация. Метода на триъгълника е показан на фиг. 3.10. В допълнение на 6-те индивидуални зони споменати в табл. 3.2, има и една междинна зона DT, на която са приписани комбинация от електрически и термични повреди в силовия трансформатор.

Газовете C_2H_2 и C_2H_4 се използват от всички методи за интерпретация, за да представят повреди с висока енергия (например дъги) и повреди с висока температура. Газът H_2 се предпочита в няколко от тези методи за представяне на много ниски енергийни повреди от типа на ЧР, когато той са произвежда в големи количества.



Фиг. 3.10 Метода на Дювал класически триъгълник (№1)

Газът CH_4 също така е представителен газ за този тип повреди и в допълнение към H_2 при тези повреди, е по-малко, но все още е в значителна наличност за да бъде оценен количествено. CH_4 е избран за метода на триъгълника не само защото идентифицира тези повреди, а също така, защото осигурява по-добра общи диагностични резултати за другите типове повреди, използващи представителен газ H_2 .

Високата ефективност на триъгълника с CH_4 може да се обясни с факта, че H_2 дифузира много по-бързо, отколкото въглеводородните газове от маслото през уплътненията и даже през заварките. Затова, отношенията на газове използващи H_2 са вероятно повлияни от загубата на този газ, сравнени с тези

ползващи само въглеводородни газове, притежаващи много по-малки и съизмерими скорости на дифузия.

Трите страни на триъгълника са изразени в триъгълни координати (X, Y, Z) представляващи относителните пропорции на CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 , от 0 до 100% за всеки газ на 100%. Начертаването на X, Y и Z в триъгълника дава винаги само една точка. За да се изобразят резултатите от АРГ в триъгълника, трябва да се вземат концентрациите на трите газа, $(\text{CH}_4) = A$, $(\text{C}_2\text{H}_4) = B$, $(\text{C}_2\text{H}_2) = C$, в ppm (милионни части).

Първо се изчислява сумата от трите стойности: $(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2) = S$, в ppm (или $\mu\text{l/l}$), след това се изчисляват относителните пропорции на газовете в %: $X = \% \text{CH}_4 = 100(A/S)$, $Y = \% \text{C}_2\text{H}_4 = 100(B/S)$, $Z = \% \text{C}_2\text{H}_2 = 100(C/S)$. X, Y и Z задължително се намират в обхвата от 0 до 100 %, а сумата $(X+Y+Z)$ трябва винаги да е равна

Таблица 3.2

Пример за дефектите откривани с АРГ в маслото

Символ	Тип повреда	Пример
PD	Частични разряди	Разряди на студена плазма (корона) в газови включвания, с възможно образуване на восък в хартията
D1	Разряди с ниска енергия	Частични разряди от тип искра, включващи малки дупчици, овъглени пробиви в хартията. Ниско енергийна дъга включваща овъглена перфорация на повърхностен пълзящ разряд, или образуване на въглеродни частици в маслото.
D2	Разряди с висока енергия	Разряди в хартията или маслото, с преминаване на потока от енергия през тях, предизвикващи обширно разрушаване на хартията или значително образуване на въглеродни частици в маслото, метализация, изключване на електрообзавеждането и газови аларми.
T1	Термична повреда $< 300\text{ }^\circ\text{C}$	Доказана от хартия която е покафеняла ($>200\text{ }^\circ\text{C}$) или е овъглена ($>300\text{ }^\circ\text{C}$)
T2	Термична повреда, $300 < T < 700\text{ }^\circ\text{C}$	Овъгляване на хартия, образуване на въглеродни частици в маслото.
T3	Термична повреда $>700\text{ }^\circ\text{C}$	Значително образуване на въглеродни частици в маслото, оцветяване на метала ($800\text{ }^\circ\text{C}$) или заваряване на метали ($>1000\text{ }^\circ\text{C}$)

Границите на зоните в триъгълника са определени по емпиричен път при визуален оглед на голям брой трансформатори по света за последните 60 години. Текущото положение на зоните е показано на фиг. 3.10. Добре документиран и надежден нов случаи на повреди инспектирани по време на експлоатацията могат да бъдат използвани за потвърждаване или леко изместване на тези граници.

3.2.4 Оценка на остаряването на изолацията по анализ на фурановите съединения разтворени в трансформаторното масло

В следствие на химични реакции в целулозната изолация при температура над 100 °C се образуват въглероден окис, въглероден двуокис, вода, 2-фуралдехид, 5-хидроксиметил-2-фуралдехид, 5-метил-2-фуралдехид, 2-ацетил-фуран и 2-хидроксиметил-фуран (фурфурилов алкохол) [86]. Количеството на някои от тези съединения разтворени в маслото се използва за оценка степента на износване на целулозната изолация. Нива на 2-фуралдехид от 1000 ppb, тегловно, се получават при DP индекс <400, т.е. 50% износване на изолацията [92].

Анализа на фуранови съединения в трансформаторното масло има нарастващо значение при оценката на остатъчния експлоатационен ресурс на силовите трансформатори и е потенциална алтернатива на определянето степента на полимеризация (DP) на хартиени проби. Намерена е определена корелация между стойността на индекса DP на хартия и 2FAL (2-фуралдехид) в маслото от няколко изследователски групи.

Анализа на трансформатори в експлоатация и на ремонтирани трансформатори е в подкрепа на тази корелация до известна степен. Въпреки това, връзката между фурановите съединения в маслото и остатъчния ресурс на трансформатора е много сложна. Съдържанието на фуранови съединения в маслото зависи от работната температура, конструкцията на трансформатора, типа на маслото и хартията [87].

В литературата се срещат следните функции описващи корелацията между нивото на съдържание на 2FAL и степента на полимеризация на хартията (DP) [87]:

- Според Бъртън $DP = \frac{\log(2FAL) - 2,5}{-0,005}$;
- Според Вуарчек : $DP = \frac{\log(2FAL) - 2,6}{-0,0049}$;
- Според Чендонг: $DP = \frac{\log(2FAL) - 1,5}{-0,0035}$;
- Според Де Пабло: $DP = \frac{7100}{2FAL + 8,8}$,

където 2FAL е изразена в ppm.

Четири уравнения са базирани или на статистическа оценка или на математически модели.

Всяко от уравненията може да се използва до $\approx 3 \text{ mg/kg 2FAL}$, но не може да се даде точна корелация само стойност с известна неопределеност. Например стойност 3 mg/kg дава стойност за DP от 300 до 420 в зависимост от уравнението.

Чендонг и Де Пабло могат да се ползват при крайни стойности от 5 mg/kg , но въпреки това отново тук няма точна корелация – може да се изчисли само обхвата на индекса DP.

Оценката на остатъчният ресурс само по наличието на фуранови съединения в маслото може да бъде неточна. Затова е необходимо да се ползва съвместно с анализа на разтворени газове и други химични и електрически методи за оценка износването на изолацията.

Скоростта на образуване на 2FAL може да даде ценна информация за ефектите от внезапни или продължителни прегрявания, както и да служи като инструмент за непрекъснато наблюдение на трансформаторите в експлоатация.

3.3 Диагностични показатели използвани за откриване на дефекти от механичен характер

Под дефекти от механичен характер в силовия трансформатор се имат предвид такива дефекти получени в следствие електродинамичното действие на силите получаващи се при протичане на тока на късо съединение през намотките. Освен това механичен дефект може да се получи и при неспазване инструкциите за транспортиране на трансформатора от завода производител до обекта, при преместване от един обект на друг и т.н. Загуба на опресовката на намотките и магнитопровода в следствие действието на външните и вътрешните механични сили води до увеличаване на вибрациите в трансформатора и последващо разрушаване в следствие образуването на контури на късо съединение в частите подложени на въздействието на вибрациите. Загубата на притискащата сила действаща върху намотките и магнитопровода води до увеличаване на амплитудата на преместване на тези елементи при внезапни къси съединения и нормалната работа на трансформатора. Това от своя страна води до все по-значителни деформации в тези елементи и съкращава значително експлоатационния ресурс на трансформатора.

3.3.2 Честотни характеристики на трансформатора

Заместващата схема на трансформатора може да се представи опростено като една RLC верига. За определяне връзката между входната и изходната

величина на RLC верига се използва предавателната и функция. Предавателната функция е фундаментална характеристики на една електрическа верига и е един от основните методи за моделиране подобни електрически системи. С нейна помощ могат да бъдат получени, както големината на затихването на сигнала, така и фазовото му изместване.

Предавателната функция на един обект за изследване (фиг. 3.12) [44] се дефинира при условие, че началните условия са нулеви:

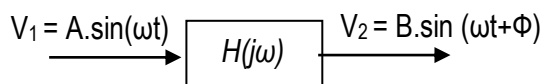
$$H(j\omega) = \frac{V_2(j\omega)}{V_1(j\omega)} \quad (3.18)$$

където:

V_1 – хармоничен сигнал подаден на входа на обекта;

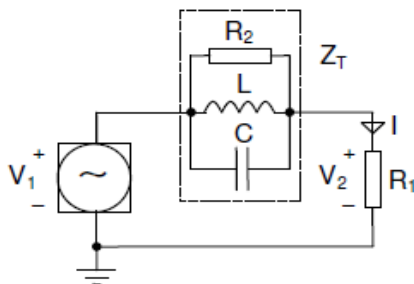
V_2 – хармоничен сигнал измерен на изхода;

$\omega = 2\pi f$.



Фиг. 3.12 Предавателна функция на изпитвания обект

За получаване на предавателната функция се разглежда електрическата схема представена на фиг. 3.13.



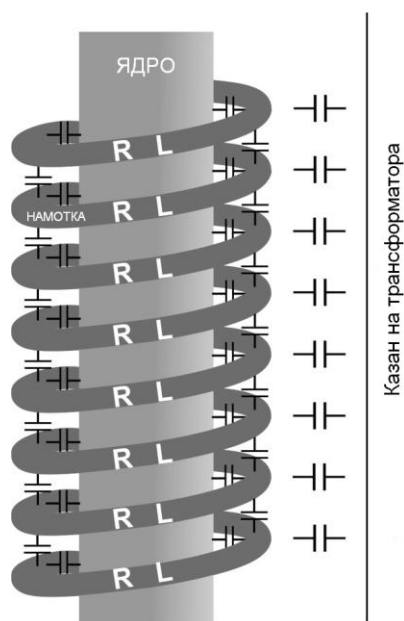
Фиг. 3.13 RLC Верига и шунтиращ резистор

При резонансна честота предавателната функция има следния вид [44]:

$$H(j\omega) = \frac{R_1(j \frac{L}{R_2 \sqrt{LC}} + 1 - 1)}{R_1(j \frac{L}{R_2 \sqrt{LC}} + 1 - 1) + j \frac{L}{\sqrt{LC}}} = \frac{\frac{R_1}{R_2}}{\frac{R_1}{R_2} + 1} = \frac{R_1}{R_1 + R_2}. \quad (3.19)$$

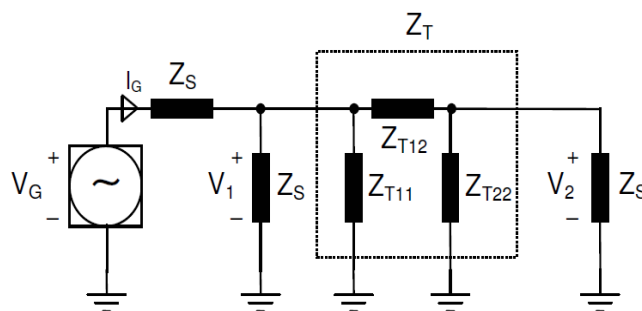
Тъй като R , L и C параметрите на трансформатора са точно зададени при неговото производство, корените на полиномите ще се появяват на едно и също място на графиката на ЧХ (честотната характеристика)[95] в случай, че няма външно въздействие върху някой от тях, винаги ще има повтораемост на резултатите от измерването независимо от мястото и времето на извършване на оценката на техническото състояние.

На Фиг. 3.15 [44] е представена схемата за заснемане на АЧХ и ФЧХ на силов трансформатор. През трансформатора се пропуска сигнал с ниско напрежение и променяща се честота, като се следи, какво е затихването на този сигнал на изхода. Затихването на сигнала е пропорционално на импеданса на съответната намотка зависещ от капацитетите и индуктивностите и, който пък са тясно свързани с геометричните размери на системата намотка, магнитопровод, казан на трансформатора (Фиг. 3.14 [91]). Промяната в амплитудно честотната и фазочестотната характеристики (по нататък АЧХ и ФЧХ) е информация и доказателство за настъпили промени в геометричните и електромагнитни параметри на трансформатора. Съществуват два момента от време, в които е желателно да се извърши снемането на ЧХ. В завода производител, по време на заводските изпитания, при което се получава така наречената еталонна характеристика на трансформатора, и на обекта, където ще бъде монтиран трансформатора. Заводските данни се използват като основна характеристика и след това всички следващи измервания се сравняват с нея.



Фиг. 3.14 Физически модел на трансформатора

На фиг. 3.15 с V_G е означен подавания от източника сигнал, V_1 е измереното еталонно напрежение, V_2 е измереното изходящо напрежение, Z_S е импеданса на измервателния инструмент, а Z_T е импеданса на трансформатора. Той може да бъде представен като последователно и/или паралелно свързани RLC вериги.



Фиг. 3.15 Основна измервателна схема за снемане на честотни характеристики

Разликата между стойностите на V_2 (изхода) и V_1 (входа) е предизвикана от стойността на Z_T . Импедансът Z_T съдържа индуктивност, капацитет и активно съпротивление и следователно е честотно зависим. Както се вижда на фигурата Z_T съдържа и два импеданса свързани към земя. Тук трансформатора е представен с П-образна заместваща схема, като стойността на импеданса между двете заземителни вериги в рамките на Z_T в идеалния случай е равен на нула.

Разликата между V_1 и V_2 , се явява като промяна в амплитудата и фазово изместване. Големината на затихването на изходния сигнал спрямо входния се дава в децибели:

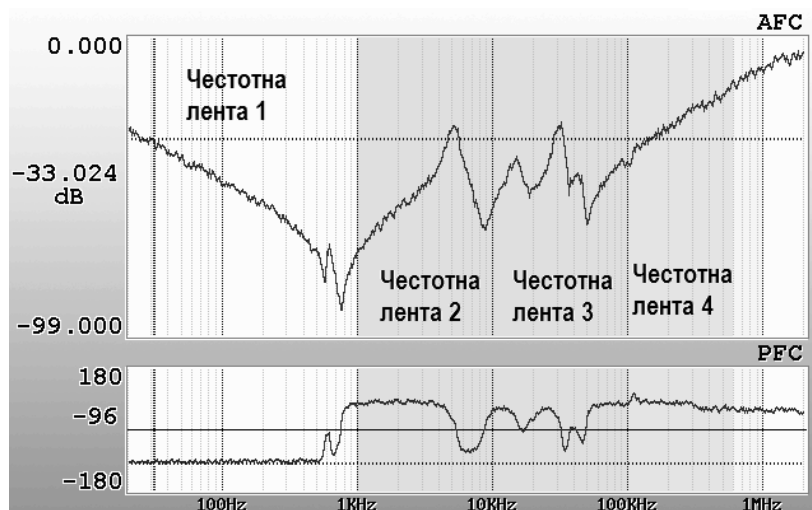
$$A_{db} = 20 \cdot \log_{10} \left(\frac{V_2}{V_1} \right). \quad (3.20)$$

Фазовото изместване може да се запише като:

$$\varphi = \angle \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \quad (3.21)$$

Обикновено се измерват по 200 точки за декада (логаритмично) в честотен диапазон от 20 Hz до 2 MHz. След това се изчертават две криви във функция от честотата, една за големината на затихването и една за фазовото изместване. Повечето трансформатори изпадат в резонанс в този честотен диапазон.

На фиг. 3.16 е представена ЧХ на реален силов трансформатор получени в резултат на проведено измерване. Графиката може да бъде разделена на няколко честотни ленти, като всяка от тях дава информация за различни елементи на трансформатора. Честотните ленти са представени в таблица 3.3 [81].



Фиг. 3.16 Честотни ленти в АЧХ на трансформатор

Таблица 3.3

Честотни ленти и елементи от трансформатора, който те характеризират

Честотна лента	Честота	Елемент от трансформатора	Чувствителност към повреда
1	< 2 kHz	Ядро на магнито-провода, индуктивност на намотката	Деформация на ядрото на магнитопровода, отворена верига, късо съединени навивки и остатъчно намагнитване
2	От 2 kHz до 20 kHz	Притегателна система, паралелни импеданси	Изместване на притегателната система и/или намотките
3	От 20 kHz до 400 kHz	Основни намотки	Деформация на основни или регулационни намотки
4	От 400 kHz до ~ 1 MHz	Основни намотки, регулационни намотки, вътрешни проводници	Изместване на основна или регулационна намотка, промяна на заземителните импеданси

Откриването на дефекти с ЧХ, когато са с близки по стойности криви е много трудна задача. За това в практиката се използва методът корелационно регресионен анализ [17, 81]. Разглеждат се две групи от числови стойности на ЧХ: първата е еталонна, определена след окончателното завършване на всички операции по производството и изпитването на един нов трансформатор, и втора група, на ЧХ заснета в момента на провеждането на дефектографията за откриването на възникнали дефекти в трансформатора.

Коефициентът на корелация, се изчислява по формула (3.22):

$$\rho_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}_i)(Y_i - \bar{Y}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}_i)^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y}_i)^2}}, \quad (3.22)$$

където X_i и Y_i са числовите стойности определени от кривите на ЧХ, които ще сравняваме, а $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ са средните им стойности.

В описаният метод за корелационен анализ в стандарт DL/T 911-2004 [52], се

определя коефициентът на корелация R_{XY} за честотните области: 1 kHz ÷ 100 kHz; 100 kHz ÷ 600 kHz; 600 kHz ÷ 1 MHz. За всеки честотен обхват, въз основа на коефициента, се присвоява „степен на деформация на намотката”, след което се прави заключение в зависимост от получената стойност съгласно таблица 3.4.

Подробно описание на метода за определяне на честотните характеристики на силови трансформатори, измервателната апаратура, схемите на свързване и др. са посочени в стандарта на МЕК 60076-18 [4, 61].

Таблица 3.4

Отношение между коефициентите на корелация и степента на деформация на намотката

Степен на деформация на намотката	Коефициент на корелация R_{XY}
Значителна деформация	$R_{LF} < 0.6$
Явна деформация	$1.0 > R_{LF} \geq 0.6$ или $R_{MF} < 0.6$
Незначителна деформация	$2.0 > R_{LF} \geq 1.0$ или $0.6 \leq R_{MF} < 1.0$
Изправна намотка	$R_{LF} \geq 2.0$, $R_{MF} \geq 1.0$ и $R_{HF} \geq 0.6$
R_{LF} е коефициента на корелация когато кривата се намира в долният честотен обхват (1 kHz ÷ 100 kHz); R_{MF} е коефициента на корелация когато кривата се намира в средният честотен обхват (100 kHz ÷ 600 kHz); R_{HF} е коефициента на корелация когато кривата се намира в горният честотен обхват (100 kHz ÷ 600 kHz).	

Изводи към трета глава:

1. Разгледани са аналитични модели на актуални диагностични показатели за определяне вида на възникнали и развиващи се дефекти в силови трансформатори в експлоатация. Аналитичните модели на диагностичните показатели са разделени на групи според вида и характера на повредите, които характеризират най-добре.
2. Посочените в трета глава диагностични показатели имат голяма научноприложна стойност в областта на диагностицирането на развиващи се и възникнали повреди в трансформатора.
3. Необходимо да се състави методика за определяне техническото състояние и остатъчния ресурс на силови трансформатори, съдържаща различни по вид диагностични показатели, тъй като всеки от тях по отделно дава само част от необходимата информация за състоянието на електрическата машина.
4. Необходимо е да се зададат конкретни гранични стойности на диагностичните показатели определящи състоянието на силовия трансформатор разделящи състоянието му на няколко нива, от изправно до пълна неработоспособност.
5. Направено е проучване за съществуващи съвременни мониторингови системи за силови трансформатори. Посочени са функционалните възможности и контролирани диагностични показатели.

ГЛАВА ЧЕТВЪРТА. МЕТОДИКА ЗА ОЦЕНКА СЪСТОЯНИЕТО И ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ОСТАТЪЧНИЯ РЕСУРС НА СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ В ЕКСПЛОАТАЦИЯ

Тази част засяга специфични диагностични методи и инструменти използвани за оценка състоянието на маслонапълнени трансформатори. Тези процедури често се извършват преди и след редовната профилактика извършвана на определени интервали от време за поддържане на трансформатора в работоспособно състояние. Диагностика на трансформатори изисква специализирано оборудване и обучение. Тези експертни знания не може да се очаква да се поддържат във всеки офис. В някои случаи е необходимо да се потърси специалист по диагностика, който има най-новото оборудване и опит с последните новости в тази специфична област.

Съществуват две основни методологии за наблюдение на трансформатори: методика базирана на състоянието на трансформатора и методика базирана на функцията. В първата трансформатора се разглежда като едно цяло. Във втората се разглежда като съвкупност от функционални подсистеми, които съдържат определени компоненти. Понякога трансформатора може да продължи да функционира в аварийно състояние, например при прегряване или отделяне на газове, но веднага ще излезе от строя при получаване на късо съединение или отворена верига. Устойчивостта на трансформатора намалява като естествен процес по време на неговата експлоатация.

Основната разлика между традиционната методология и функционално базираната е, че при традиционната методика имаме формулата: специфични тестове интерпретиране на резултатите; при функционално базираната методика формулата е: вероятна неизправност – съответстващи изпитания и тестове, които да характеризират неизправното състояние.

Експлоатацията на трансформатора може да продължи докато се запазва неговата работоспособност, която може да се определи от 5 ключови реквизита:

- Изправност и възможности за пренос на енергия в магнитната верига;
- Изправност на тоководещите вериги;
- Диелектрична устойчивост;
- Механична устойчивост;
- Използваемост на допълнителното оборудване.

От гледна точка на ефикасност наблюдаването на определени параметри под напрежение/товар се предпочита поради възможността за своевременно откриване на потенциален проблем, от гледна точка на ефективността, наличните възможности за диагностика на трансформатора в изключено от

мрежата състояние са повече като обем и могат да определят с по-добра точност състоянието на определен елемент.

4.1 Класификация на състоянието

Класификацията на състоянието е последващо развитие на функционално базираната методика имащо за цел да филтрира от извадката остарели трансформатори машините, които могат да продължат да функционират с минимален риск според наличните методи и инструменти, които позволяват да се оцени състоянието на електрообзавеждането без изключване на работното напрежение, използвайки работните режими като допълнително диагностично средство.

Може се приеме, че не е практично да се оценява количествено устойчивостта на динамични усилия и експлоатационния стрес върху трансформаторите, поради тази причина се приема, че трябва да се извършва качествена оценка на работоспособността на електрообзавеждането, често наричана състояние, тя се използва за оценка на очакваната надеждност. Приложима е класификацията посочена в табл. 4.1.

При определяне на техническото състояние с отчитане на няколко видове диагностика могат да се появят следните ситуации:

- всички методи дават еднаква класификация;
- само част от независимите методи дават еднаква класификация;

При различаваща се класификация по различни методи – окончателното решение са прави според най-лошата оценка (с цел презастраховане, въпреки че това може да доведе до допълнителни разходи за коригиращи действия).

Процедурата по класифициране на състоянието се състои от четири основни действия:

- Идентифициране на извадката;
- Преглед на историята и условията на експлоатация, режимите на работа;
- Преглед на конструктивната документация на машината, което позволява да се открие модела за възникване на повреда, да се създаде списък с най-вероятните повреди за трансформатор с конкретна конструкция при разглежданите режими на работа.

В модела за възникване на повреда трябва да взема предвид връзката между възможния дефект/авария и реалните работни натоварвания от една страна и устойчивостта на различни въздействия от друга страна.

Таблица 4.1

Състояние	Определение	Препоръчано действие
Нормално	Няма явни проблеми, не са необходими коригиращи действия. Няма следи от деградиране	Експлоатация в съответствие с действащата експлоатационна документация. Определя се срок за годност от 3-5 години в зависимост от времето за експлоатация на трансформатора
Стареене. Нормално в експлоатация	Допустимо работно състояние, но не означава, че няма дефекти.	Експлоатация с прилагане на отделни диагностични мероприятия. Определя се срок на годност 3 години.
Неизправно	Няма значително въздействие върху краткосрочната надеждност, но експлоатационния срок на актива може да бъде повлиян негативно в дългосрочен план, ако не се предприемат коригиращи действия.	Ограничаване на експлоатацията, допълнителна диагностика. Срок на годност 2 години.
Повредено	Може да остане в експлоатация, но краткосрочната надеждност е вероятно да бъде повлияна. Възможно е или не е възможно да се подобри състоянието с коригиращи действия	Ограничаване на експлоатационните въздействия, учестен контрол, планиране на ремонт. Определя се срок на годност 6 месеца.
Излязло от строя	Не може да остане в експлоатация. Необходими са коригиращи действие преди електрообзавеждането да бъде въведено в експлоатация (може да не е рентабилно, което изисква подмяна).	Незабавно извеждане от експлоатация или използване в режим на специално наблюдение с непрекъснат или учестен контрол на РЗА и вземане на проби от маслото през 7 дни.

Като диагностични методи се използват инженерена външна инспекция, някои полеви тестове (температура, вибрации, и др.) [101] и основно, комплексно изследване на трансформаторното масло.

Прегледа на историята и условията на експлоатация включва: проблеми при поддръжката; предимно данни от превантивни изпитания; анализ на аварията; исторически данни, които показват симптоми на проблеми (например отделяне на газове); сравняване със състоянието на трансформатори от същата серия и натрупани познания за специфични дефекти на определената конструкция.

Прегледа на режимите на работа включва разглеждане на нормални, аномални и необичайни условия.

Прегледа на конструкцията е елемент, който би могъл да подскаже слабите места във всяка подсистема на трансформатора и да определи главните

диагностични цели: за какво да се внимава? Процедурата преглед на конструкцията може да се изпълни на няколко стъпки. Първата стъпка, която е реалистична в полеви условия, включва установяване на вероятния дизайн на база на:

- Използвана мощност на трансформатора, kVA и MVA;
- Спецификация;
- Данни от табелата на трансформатора, които могат да дадат груба представа за идентификация структурата на трансформатора, предимно броя на намотките, техните връзки и приблизително разпределение, разпределение на напрежението/тока, определяне на типа на изводите, стъпалния регулатор, охлаждането;
- Протоколи от заводски изпитания.

Комплексният анализ на маслото е важен диагностичен инструмент. Опитът показва, че трансформаторните флуиди съдържат около 70% от диагностичната информация налична за трансформаторите. Предизвикателството е да се извлече и използва тази информация ефективно.

Комплексният анализ на маслото имайки предвид изменението температурата на трансформатора и товара при вземане на пробата позволява класифициране на извадката от остарели трансформатори и подбор на избрани единици, които изискват специални изпитания в изключено от напрежението състояние.

4.2 Обем и видове изследвания

В посочената методика се прилагат подходи, осигуряващи с приемлива надеждност диагнозата на трансформатора при минимални разходи за тяхното изпълнение за сметка на следните видове изследвания:

- Контролно – измерванията се извършват при работно напрежение в контролни точки и режими при (100% обхващане на трансформаторния парк);
- Разширено – измерване на набор от характеристики на използваните видове диагностика при работно напрежение.
- Комплексно – включва както измервания при работно напрежение така и в изключено състояние.

Контролното изследване се извършва при работно напрежение и включва контрол на разрядната активност в казана, изводите и регулатора на напрежението, анализ на газовете разтворени в маслото, а също така и анализ на експлоатационната документация.

Разширеното изследване също се извършва при работно напрежение и включва по голям набор от измерими характеристики, отколкото контролното изследване и предвижда пълен анализ на експлоатационната документация и резултатите от профилактични, заводски, пред пускови изпитания за електрообзавеждането, имащо регистрирани дефекти в системите на електрообзавеждането, определени при контролни изследвания. Включва контрол на: частичните разряди, температурата, влага в маслото, газове в маслото, вибрация, пробивно напрежение на маслото, прегрявания (термовизия). Резултатите от разширеното изследване се използват за определяне необходимостта и сроковете за провеждане на ремонт и определяне на сроковете за надеждна работа.

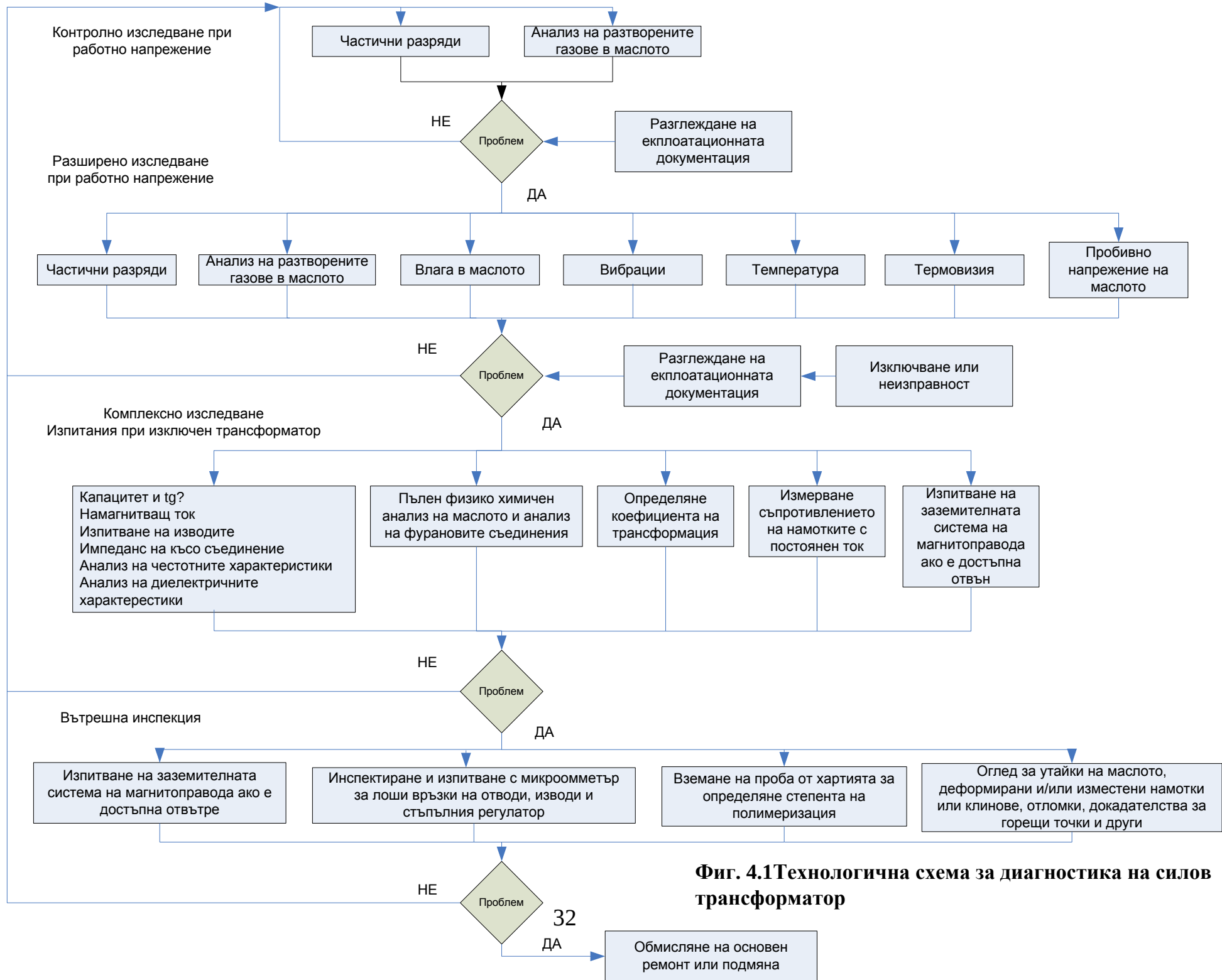
Разширеното изследване се прави по график или извънредно.

В комплексното изследване влизат, както разширено изследване при работно напрежение с отчитане на резултатите от учестения контрол, така и измервания при изключен от напрежението трансформатор в обем в зависимост от предполагаемият дефект. Комплексно изследване се извършва на трансформатори имащи значителни или критични дефекти, определени при разширеното изследване, а също така и в случаи, когато е необходимо обосноваване на сроковете и обема от ремонти.

На фиг. 4.1 е представена технологична схема разработена от докторанта, по която трябва да се извършва диагностика на силов трансформатор по посочените подходи. В нея освен класическите диагностични показатели са добавени и новите методи анализ на честотни характеристики на намотките и изолацията. Анализа на разтворени газове и контрол на частичните разряди се препоръчва да се извършват под напрежение, под формата на непрекъснат автоматичен контрол.

Трябва да се има предвид, че в някои случаи, монтаж на мониторингова система за непрекъснат контрол на разтворените газове в маслото на вече произведен и работещ трансформатор е трудоемка и скъпоструваща задача, ето защо е необходимо мястото за монтаж на подобна система да се предвиди още на ниво проектиране на трансформатора.

Същото се отнася и за системите за следене на температурата на намотките с фиброоптични влакна, които определят износването на изолацията на трансформатора, в зависимост от изминалото време и температурното натоварване. Ето защо, в методиката, износването на изолацията се отчита на база количество фуранови съединения и/или определяне степента на деполимеризация на целулозата.



Фиг. 4.1 Технологична схема за диагностика на силов трансформатор

4.3 Разработване на методика за многопараметричен анализ на състоянието на трансформатора и определяне на остатъчният експлоатационен ресурс

За да се реши задачата по оценка състоянието на силов маслонапълнен трансформатор, трябва да се вземат предвид много различни по своята същност диагностични показатели. Всеки един от тях акцентира върху различна подсистема на трансформатора. Възникват няколко въпроса: до колко влошаването на всяка една от системите може да влияе върху работата на другите системи и по този начин на трансформатора като цяло; каква е тежестта на всеки един от диагностичните показатели при определяне на състоянието на трансформатора. Изследванията върху аварийността на трансформаторите не показват категорично върху кой възел да се насочи вниманието при контрола на трансформаторите, това е така, защото въздействащите фактори зависят от: географското положение на трансформатора, броя на системните аварии, регулирането на напрежението в системата, средствата отделяни за поддръжка, качеството на вложените материали и конструкцията на електрическата машина, инсталираните защитни средства – РЗА, вентилни отводи, заземителна система и мълниезащита.

Въпреки комплексността на проблема могат да се посочат възлите в трансформатора, повредата на които ще доведе до авария на трансформатора със сериозни последици [94]. Това са: твърдата изолация, високоволтовите проходни изолатори, намотките. След това по важност се подреждат магнетопровода, стъпалния регулатор на напрежение, течната изолация. На последно място идват охладителната система, системата за предпазване на маслото и казана на трансформатора.

Първоначалната оценка на трансформатора се извършва на базата на: визуален оглед, „възраст“ на трансформатора, оперативни ограничения, ниво на поддръжка и наличие на записи за състоянието на възлите на трансформатора.

На първо място по-тежест е диагностичният показател анализ на разтворените газове в маслото, след това са различните видове електрически диагностични показатели, а на последно място диагностичните показатели свързани с физико-химичните свойства на маслото.

За оценка състоянието на трансформатора е удобна десетобална система от 0 до 10, като се приеме, че оценка нула има трансформатора с най-лошо техническо състояние и напълно изчерпан експлоатационен ресурс, а оценка 10 би получил трансформатора с перфектни диагностични показатели и голям експлоатационен ресурс.

Крайната оценка на състоянието се извършва на базата на претеглена средна стойност.

4.3.1 Приноси на отделните диагностични показатели в крайната оценка на състоянието на трансформатора

За определяне конкретните приноси на отделните диагностични показатели има два подхода. Първият е да се събере база от данни за честота на аварияте и диагностичните приноси, които ги дефинират в най-голяма степен [13]. При този подход, след извършване на статистически анализ, могат да се дефинират сравнително точни стойности за тегловните коефициенти за приноса на отделните измервания в общата оценка, но като главен недостатък може да се изтъкне, локалният характер на статистическите данни, т.е. те се отнасят за конкретното предприятие със съответните експлоатационни практики и натоварвания на трансформатора, има значение и влиянието на местните климатични и сеизмични условия. Прилагането на тези тегловни коефициенти при други експлоатационни практики и условия може да доведе до неточна оценка за техническото състояние на електрообзавеждането.

Вторият подход е определянето на тегловните коефициенти на база експертна оценка с въпросник (анкета). На определен брой експерти с голям опит в областта на оценка техническото състояние на електрообзавеждането се предоставя списък с диагностичните показатели. Те поставят субективна оценка за значимостта при сравняване на диагностични показатели, използвайки логически категории заложи като възможности в теорията на размитите множества [83]. След това първичните данни се обработват с математическия апарат на теорията за размитите множества, дава оценка за приноса на индивидуалните диагностични в едно обща оценка.

Недостатък на втория подход е субективният фактор при определяне значимостта за даден диагностичен показател, но според теорията на статистиката, с увеличаване броя на извадката n разпределението на извадковите средни се стреми към нормално, като дисперсията около средната стойност намалява.

За целите на многопараметричният анализ по зададената методика ще се приложи втория подход, поради липса на достатъчно статистически данни. За основа са използвани методи и логически категории от публикация [83, 84, 102, 103], част от тях представени в таблица 4.21 [102], а крайната стойност на тегловните коефициенти са зададени след консултация с експерти от Хюндай хеви индъстриис – ко. България.

Диагностичните показатели частични разряди и общо съдържание на горими газове са отделени в отделна група. Това е първото ниво в технологичната схема, даващо ранно предупреждение за наличие на дефекти в трансформатора.

Приносите на диагностичните показатели е определен като еднакво значим, т. е. по 50% тежест за всеки. В крайната оценка общият принос на групата е $\frac{1}{4}$ е определена като равнопоставена с тази на електрическите измервания.

Най-голямата група от диагностични показатели са тези свързани с определяне качествата на трансформаторното масло, някои литературни източници определят, че около 70% от диагностичната информация се съдържа в анализа на разтворените газове в маслото.

В общият принос на групата АРГ е сведен до 40%, тъй като част от диагностичната информация се определя от електрически измервания насочени към определени функционални подсистеми. На АРГ свързани с целулозната изолация са определени 10%, за термични и електрически дефекти 30% (25/75%). В АРГ коефициентите на индивидуалните въглеродородни газове са определени по такъв начин, че да се измести тежестта в полза на термичните и електрически повреди, водорода се произвежда непрекъснато в трансформатора а ацетилен се произвежда само в изключителни ситуации при наличие на дъги и много високи температури. Целта на тази методика е да не се достига до такива дефекти, за това тежестта на отделните газове е по 30% за метан и етилен, по 15% за етан и водород, и само 10% за ацетилен като газ произвеждащ се при наличие на много висока температура или дъгов разряд.

Съдържанието на влага в маслото и количеството фурани имат тежест по 20%. И двата показателя са свързани с разлагането на целулозната изолация, единият грубо казано определя скоростта на износването, а другия косвено степента на деполимеризация. Така общата тежест на показателите свързани пряко или косвено с топлинно и физикохимично натоварване на хартиената изолацията става 50%.

Физикохимичният анализ на показателите на маслото има тежест 20% в общата оценка на групата, за отделните показатели с най-голяма тежест е пробивната якост на маслото като общ показател за замърсяване, 30%. Киселинното число и $tg\delta$ са с тежест 25%, повърхностно напрежение и цвят по 10% като допълващи диагностични показатели за качеството на маслото.

За електрическите изпитания са отделени 25% от общата оценка разделени на две групи с по 50% тежест. Първата група са изолационни изпитания на възли на трансформатора с равномерно разпределена тежест, втора група изпитания свързани с механичната цялост на намотката и повреди в тоководещата част на намотките също с равномерна тежест.

В таблица 4.22 са посочени точките по десетобалната система заложиени за различните диагностични показатели на база експертна оценка. При попадане на стойност за диагностичен показател между две оценки, за определяне на оценката се извършва линейна интерполация.

Табл. 4.21

Сравняване на тежестта на диагностични показатели на база експертна оценка

Скала	Дефиниция	Определение
0.5	Еднакво значими	Двата фактора се еднакво значими сравнени един спрямо друг
0.6	Малко по-значим	Фактора a_i е малко по-значим в сравнение с a_j
0.7	По-значим	Фактора a_i е по-значим в сравнение с a_j
0.8	Много по-значим	Фактора a_i е много по-значим в сравнение с a_j
0.9	Исключително значим	Фактора a_i е от изключително значение в сравнение с a_j
0.1, 0.2, 0.3, 0.4	Обратно сравнение	Ако оценката r_{ij} е получена при сравняване на два фактора a_i с a_j , то оценката r_{ji} получена при сравняване на a_j с a_i е $1 - r_{ij}$

Таблица 4.22

Диагностичен показател	При стойност	Оценка	Тегловен коефициент, T1/T2		Тегловен коефициент, T3
Частични разряди, pC	10 – 100 101 – 1000 1000 – 10000 10000 – 25000 Ако няма данни	10 – 9 8 – 7 6 – 4 3 – 1 8	0.5		0.25
Общо съдържание на горими газове, ppm	<720 721 – 1920 1921 – 4630 >4630	10 9 – 6 5 – 2 1	0.5		
АРГ, Индивидуални газове, ppm CO CO ₂ CO ₂ /CO	350 351 – 570 571 – 1400 >1400	10 9 – 6 5 – 2 1	0.33	0.1	0.50
	2500 2501 – 4000 4001 – 10000 >10000	10 9 – 6 5 – 2 1	0.33		
	20 – 8 7 – 6 5 – 4 3	10-8 7-5 4-3 1	0.33		
АРГ, Индивидуални газове – въглеводороди, ppm H ₂	100 101 – 700 701 – 1800 >1800	10 9 – 6 5 – 2 1	0.15		

CH ₄	120 121-400 401-1000 >1000	10 9 – 6 5 – 2 1	0.3	0.3	
C ₂ H ₆	65 66-100 101-200 >200	10 9 – 6 5 – 2 1	0.15		
C ₂ H ₄	50 51-100 101-200 >200	10 9 – 6 5 – 2 1	0.3		
C ₂ H ₂	1 2-9 10-35 >35	10 9 – 6 5 – 2 1	0.1		
Съдържание на вода в маслото, ppm (IEC 60422)	Добро Средно Лошо	10 9 – 5 4	0.2		
Пробивно напрежение на маслото, kV (IEC 60422)	Добро Средно Лошо	10 9 – 5 4	0.3	0.2	
Цвят на маслото	Светло жълт Жълт Тъмножълт Шоколадово кафяв	10 8 6 4	0.1		
Киселинност на маслото (IEC 60422)	Добро Средно Лошо	10 9 – 5 4	0.25		
Повърхностно напрежение на маслото (IEC 60422)	Добро Средно Лошо	10 9 – 5 4	0.1		
Тапδ на маслото (IEC 60422)	Добро Средно Лошо	10 9 – 5 4	0.25		
Съдържание на фурани, ppb	2-FAL 58-292 293-2021 2023-3277 3278-4524 4525-7337 Няма данни	Общо к. 51-195 196-974 975-1455 1456- 1902 1903- 2843 Няма данни	10 – 8 7 – 6 5 – 4 3 – 2 1 7	0.2	

Електрически изпитания	Танδ на намотките, %	≤0.5 0.6 – 1.0 >1.0	10 9 – 5 3	0.20	0.25
	Танδ на изолаторите (C1), %	≤0.5 0.6 – 1.0 >1.0 Няма измерване	10 9 – 5 3 8	0.20	
	Изоляционно съпротивление на намотките, Ка	>1.6 1.6 – 1.4 1.25 – 1 <1	10 8 5 1	0.20	
	Изоляционно съпротивление на намотките, стъпково напрежение	>1 1 0.9-0.76 <0.75	10 9 8-4 1	0.20	
	Изоляционно съпротивление на заземителната система на магнитопровода, МΩ	>1000 900 – 600 500 – 200 <200 Без данни	10 9 - 6 5 - 2 1 8	0.20	
	Импеданс на късо съединение u_k , отклонение в %	<1 1-3 3-5 >5	10 9-5 4-2 1	0.25	
	Коефициент на трансформация, отклонение в %	<0.2 0.2 – 0.5 >0.5	10 8 4	0.25	
	Съпротивление на намотките с постоянен ток, откл. в %	1 – 2 2 – 5 5 – 7 >7	10-9 8-5 4-3 1	0.25	
	Честотни характеристики	Няма отклонение Незначителна деформация Явна деформация Значителна деформация Без данни	10 8 4 1 8	0.25	

Точките за всеки диагностичен показател се умножават по техния тегловен коефициент $T1$, след това се сумират и отново се умножават по тегловния коефициент за групата от диагностични показатели $T2$. Когато няма стойност в таблицата, $T2$ се приема за 1. Накрая резултата за всяка група се умножава по тегловния коефициент $T3$ и трите групи се сумират за да формират крайния резултат. Процеса е представен с формула (4.14),

$$CI = \sum_{i=1}^m S_i T1_i T2_i T3_i, \quad (4.14)$$

където

CI – индекс на състоянието;

S_i – точки присъдени за диагностичен показател;

$T1_i, T2_i, T3_i$ – тегловни коефициенти за диагностичен показател.

Ако е извършени вътрешна инспекция и анализ степента на полимеризация на целулозата се коригира CI индекса въз основа на таблица 4.23 [97].

След преглед от специалист по трансформатори, индекса за състоянието на трансформатора – коригиран или не по табл. 40 може да е достатъчен за вземане на решение относно алтернативите за трансформатора. Този индекс също така е подходящ за използване при изготвяне на аналитичен модел за оценка на икономическия риск. Когато се вземе решение, че алтернативите за трансформатора ще се основат на индекса за състоянието, получения CI се прилага директно към таблица 4.24.

Таблица 4.23

Корекция на CI в зависимост от DP и резултат от вътрешна инспекция

Фактор	Корекция на CI
Резултат от вътрешната инспекция (или външен оглед)	
Нормално състояние	Без промяна
Минимално влошено	Изважда се 0.5
Средно влошено	Изважда се 1.5
Силно влошено	Изважда се 5
Степен на полимеризация DP	
≥ 900	Без промяна
От 800 – 700	Изважда се 0.5
От 600 до 300	Изважда се 1.5
≤ 200	Изважда се 5

Таблица 4.24

Алтернативи основани на индекса *CI*

Стойност на <i>CI</i>	Предложен начин за действие
8 – 10 (Нормално състояние)	Продължава се експлоатацията и поддръжката без ограничения. Повтаря се оценката на състоянието когато е необходимо. При значително отклонение на единични диагностични показатели, се извършва индивидуална оценка на показателя.
4-7 (Стареене. Състояние нормално в експлоатация)	Трябва да се направи оценка на практиките използвани при експлоатация и поддръжка, индивидуална оценка на диагностичните показатели. Да се планират мероприятия за удължаване на експлоатационния ресурс и рехабилитация. Повтаря се оценката на състоянието, когато е необходимо.
0-3 (Неизправно, дефектно и опасно за експлоатация състояние)	Да се извърши индивидуална оценка на диагностичните показатели, консултация с експерти. Да се започнат процедури по подмяна или рехабилитация на трансформатора.

Изводи към четвърта глава:

1. Разгледани са методологиите за наблюдение на трансформатори и класификация състоянието на трансформатора и са посочени разликите между тях, за постигане целите дисертацията на избран функционално базирания подход.
2. Посочена е разработена от докторанта технологична схема за анализ състоянието на трансформатора.
3. За диагностичните показатели посочени в технологичната схема са зададени граничните стойности определящи прехода на електрическата машина от едно състояние в друго и са посочени необходимите действия, които трябва да се предприемат.
4. Посочен е лесно разбираем и приложим метод за оценка остатъчния експлоатационен ресурс на трансформатора под формата на точкова система основаваща се на многопараметричен анализ на състоянието, претеглена средна стойност на диагностичните показатели с корекция индекса на състоянието в зависимост от резултата от изпитанието за степен на полимеризация и вътрешна инспекция.

ГЛАВА ПЕТА. ЕКСПЕРИМЕНТАЛНО ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ТЕХНИЧЕСКОТО СЪСТОЯНИЕ И ОСТАТЪЧНИЯТ РЕСУРС НА СИЛОВИ ТРАНСФОРМАТОРИ В ЕКСПЛОАТАЦИЯ

В тази глава са разгледани изследвания на силови трансформатори в експлоатация намиращи се на различни местоположения с България и изпълняващи различни функции, в това число:

- силов автотрансформатор тип АТДЦТН 250000/400/110-У1, номинални напрежения 400/121/38.5 kV, номинална мощност 250 MVA, местоположение подстанция „Столник”, собственост на ЕСО, обект №1;
- силов автотрансформатор тип АТДЦТН 200000/220/110-73У1, номинални напрежения 230/121/38.5 kV, номинална мощност 200 MVA, местоположение ТЕЦ Варна, собственост на ЕСО, обект №2;
- силов трансформатор тип ТМРУ 50000/110, номинални напрежения 110/21 kV, номинална мощност 50 MVA, местоположение подстанция „Ален мак” на МЕР Благоевград, собственост на ЕСО, обект №3;
- силов трансформатор тип ТМРУ 50000/110, номинални напрежения 110/21 kV, номинална мощност 50 MVA, местоположение подстанция „Модерно предградие” гр. София, собственост на ЕСО обект №4;
- силов генераторен трансформатор тип ТДЦ 275000/220 - У1, номинални напрежения 242/15,75 kV, номинална мощност 275 MVA, след ремонт и реновиране в фабриката на Хюндай хеви индъстрис – ко. България, собственост на ТЕЦ Марица изток 3, обект №5.

Трансформаторите са изпитани и анализирани с активното участие на докторанта, като „обект №5” е изпитан на територията на фабриката за трансформатори на „Хюндай Хеви Индъстрис” – Ко. България, където по-време на изпитванията е заемал длъжност ръководител на сектор „Лаборатория трансформатори”.

За оценка на техническото състояние и остатъчния ресурс на трансформатора се прилага методиката за многопараметричен анализ изложена в глава 4, като по този начин ще бъде извършено нейното валидиране.

Извършените върху обектите изпитания са посочени в табл 5.1.

Таблица 5.1

Електрически изпитания с контрол на следните диагностични показатели:
Ток и загуби на празен ход с понижено напрежение
Изоляционно съпротивление чрез стъпално изменящо се напрежение
Капацитет и тангенс делта на намотките на трансформатора
Изоляционно съпротивление на намотките с мегаомметър – 2.5 kV
Капацитет и тангенс делта на проходните изолятори;
Определяне на влагосъдържанието в хартиената изолация по метода на възстановяващото се напрежение (RVM) за обекти от 1 до 4
Реактанс и напрежение на късо съединение
Съпротивление на намотките с постоянен ток
Коефициент на трансформация.

Физикохимичен анализ и определяне съдържанието на разтворени въглеводородни газове в трансформаторното масло, включва контрол върху следните диагностични показатели:
Цвят на маслото
Сдържание на вода
Неутрализационно (киселинно) число
Повърхностно напрежение
Тангенс делта при 90 °С
Пробивно напрежение
Анализ на разтворените газове в маслото: общо съдържание на горими газове, отношение CO ₂ /CO, газове - CO, CO ₂ , H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ .

5.1 Изследване и определяне на техническото състояние на „обект 1”

Обобщени резултати от изследването.

Електрически изпитания:

Диагностичен показател	Резултат	Оценка според методиката
Загуби с понижено напрежение	Междуфазни разлики, %: ф. А – В 0.07, ф. В към средното от ф.С и ф.А 25.6. Симетрично разпределение. Няма повреди в магнитопровода и контури на късо съединение.	Не се оценява
Измерване на изолационното съпротивление на намотките със стъпково напрежение	Между намотки ВН и НН: при температура 53 °С спад на съпротивлението от 32.9%; При температура 30 °С спад на съпротивлението от 69%. Признак за силно овлажнена изолация.	1
Измерване на тангенс делта на намотките	При температура 53 °С: най-висок между намотка ВН и казан 0.37%. При температура 30 °С: най-висок между намотка ВН и казан 0.30%.	10
Измерване на изолационното съпротивление на намотките, R ₁₅ /R ₆₀ с 2.5 kV	При температура 53 °С: най-нисък коеф. на абсорбция между намотки ВН-НН – 1.28. При температура 30 °С най-нисък коеф. на абсорбция между намотки НН и казан – 1.17.	5
Измерване на тангенс делта на проходните изолатори (С1)	Изолатори ВН най-висока стойност 0.25. Изолатори СН най-висока стойност 0.36.	10
Влагосъдържание в хартиената изолация, RVM	Най-висока стойност 1.7 %, нормално в експлоатацията	Не се оценява
Измерване на импеданса на късо съединение	Най голяма разлика между намотка СН стъпало 10 и намотка НН: - 1.27%.	8.5

Изоляционно съпротивление на магнитопровода	Не е достъпно за измерване	8
Измерване съпротивлението на намотките с постоянен ток	Най-голяма разлика между фази Ст-Ам, стъпало 12: 1.48%	9.5
Определяне на коефициента на трансформация	Най-голяма разлика стъпало 9, 10, 11 за фази А и С: 0,28%	8
Честотни характеристики	Не са измерени	8
Частични разряди	Няма данни	8

Физикохимичен анализ и АРГ:

Диагностичен показател	Резултат	Оценка според методиката
Цвят на маслото	Светло жълт	10
Съдържание на вода в маслото, ppm (mg/kg):	5, Средно	9
Неутрализационно число, mg KOH/g	0.02, Добро	10
Повърхностно напрежение, mN/m	44.9, Добро	10
tg δ при 90 °C	0.0119, Добро	10
Пробивно напрежение, kV	80, Добро	10
Съдържание на фурани	Не са измервани	7
Общо съдържание на горими газове, ppm (ml/l)	641.5	10
Отношение CO ₂ /CO	6.4	6
CO, ppm (ml/l)	570	6
CO ₂ , ppm (ml/l)	3665	6.5
H ₂ , ppm (ml/l)	7	10
CH ₄ , ppm (ml/l)	43	10
C ₂ H ₆ , ppm (ml/l)	13	10
C ₂ H ₄ , ppm (ml/l)	8	10
C ₂ H ₂ , ppm (ml/l)	0.5	10

Оценка на „обект 1”, индекс CI:

- Частични разряди - оценка 8, общо съдържание на горими газове – оценка 10, средно претеглено $(8*0.5+10*0.5)*0.25=2.25$;
- АРГ индивидуални газове: CO - оценка 6, CO₂ - оценка 6.5, отношение CO₂/CO – оценка 6, средно претеглено $(6*0.33+6*0.33+6.4*0.33)*0.1 = 0.611$;
- АРГ въглеводороди: H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂ - оценки 10, средно претеглено 3;
- Съдържание на вода в маслото – оценка 9, средно претеглено 1.8;
- Повърхностно напрежение, неутрализационно число, tg δ при 90 °C, пробивно напрежение, цвят на маслото, оценки – 10. Средно претеглено – 2;
- Съдържание на фурани – оценка 7, средно претеглено 1.4;

- Средно претеглено за ФХА и АРГ: $(0.611+3+1.8+2+1.4)*0.5=4.41$;
- Електрически изпитания: $\tan \delta$ на намотките – оценка 10; изолационно съпротивление със стъпково напрежение – оценка 1; изолационно съпротивление на намотките R_{15}/R_{60} с 2.5 kV – оценка 5; $\tan \delta$ на проходните изолатори – оценка 10; импеданс на късо съединение – оценка 8.5; изолационно съпротивление на магнитопровода – оценка 9; съпротивление на намотките с постоянен ток – оценка 9.5; коефициент на трансформация – оценка 8; честотни характеристики – 9; средно претеглено:

$$[(10*0.20+1*0.2+5*0.2+10*0.20+9*0.20)*0.5+(8.5*0.25+9.5*0.25+9*0.25+8*0.25)*0.5]*0.25=(3.40+4.25)*0.25=1.91$$
;
- Външен оглед, минимално влошено - 0.5;
- Оценка на “обект 1” – $CI = 2.25+4.41+1.91-0.5=8.07 \approx 8$.

След поставяне на оценката на „обект 1” при преглед на индивидуалните диагностични показатели се забелязват ниски резултати за показатели свързани с изолационното съпротивление на намотката. Показателя измерване съпротивлението на изолацията със стъпково напрежение е косвен индикатор за овлажняване на изолацията. Същевременно съдържанието на вода в маслото е в нормалните граници. Това означава, че има повишено влагосъдържание в целулозната изолация. Измерените стойности за влагосъдържание в твърдата изолация по метода на възстановяващото се напрежение, показва наличие на област от изолацията с повишено влагосъдържание 1.7 %. Тази стойност според стандарта [76] се приема за суха изолация. Въпреки това според фиг. 4.4 подобно влагосъдържание при работа на трансформатора с пълно натоварване и температура на намотките от 90 °C би намалило остатъчният експлоатационен ресурс на целулозната изолация пет пъти.

Препоръчително е преди включване в експлоатация на „обект 1”, да се извърши сушене на целулозната изолация. Продължава се експлоатацията и поддръжката без ограничения. Повтаря се оценката на състоянието когато е необходимо. Срок на годност 3 години.

5.2 Изследване и определяне на техническото състояние на обекти от 2 до 5

Подробен анализ и определяне на оценката на обекти от 2 до 5 е даден в приложения № 5, 8, 11 и 14.

Крайната оценка на трансформаторите съгласно методиката е посочена в табл. 5.2, под остатъчен ресурс се има предвид срок на експлоатация. Според множество стандарти и публикации експлоатационният срок на трансформатора е 25 години. Посоченият процент остатъчен ресурс се определя спрямо този срок.

Таблица 5.2

Обект на изпитване №	Оценка съгласно методиката, индекс <i>CI</i>	Остатъчен експлоатационен ресурс, %
1	8	80
2	7	70
3	8	80
4	8	80
5	9	90

Изводи към глава пета:

1. Извършено е изследване на пет силови трансформатора по предложената в глава 4 методика за многопараметричен анализ.
2. При направените измервания се забелязва тенденция към овлажняване както на трансформаторното масло, така и на твърдата изолация. При някои трансформатори се забелязва и промяна в импеданса на късо съединение, признак за често или голямо по стойност електродинамично натоварване.
3. За изследваните трансформатори оценката е в горната част на десетобалната система от 9 до 7, което показва нормално за експлоатацията техническо състояние, същевременно е и добра оценка за използваните експлоатационни практики. Изключение прави „обект 4”, който е претърпял авария в следствие влошен диагностичен показател – съпротивление при постоянен ток.
4. Предложената методика е добър индикатор за общото техническо състояние на силовите трансформатори, като дава възможност при ниски оценки за диагностични показатели, да се насочи вниманието към конкретната повреда на функционална система в електрическата машина.

Заклучение:

Резултатите от дисертационния труд могат да се обобщят в следните научно-приложни и приложни приноси:

1. Направено е проучване за видовете повреди във функционалните системи на трансформатори в експлоатация за България и по света.
2. Направено е задълбочено проучване за съществуващи съвременни мониторингови системи за силови трансформатори. За изброените мониторингови системи са посочени функционалните възможности и контролирани диагностични показатели.
3. Предложена е технологична схема за контрол и анализ състоянието на трансформатори в експлоатация, с подбрани конкретни диагностични показатели имащи голяма научноприложна стойност в областта на диагностицирането на развиващи се и възникнали повреди в трансформатора.

4. Доказана е необходимостта от задаването на конкретни гранични стойности на диагностичните показатели определящи състоянието на силовия трансформатор, разделящи състоянието му на няколко нива, от изправно до пълна неработоспособност. Граничните стойности за съответните нива са определени, заедно с необходимите коригиращи действия при преминаване от едно състояние в друго.
5. Разработен е лесно разбираем и приложим метод за оценка техническото състояние и определяне на остатъчния ресурс на силови трансформатори под формата на точкова система, основаваща се на многопараметричен анализ на състоянието, претеглена средна стойност на диагностичните показатели с корекция индекса на състоянието в зависимост от резултата от изпитанието за степен на полимеризация и вътрешна инспекция.
6. В предложената методика за определяне на техническото състояние на силовите трансформатори, се дава възможност при ниски оценки за диагностични показатели, да се насочи вниманието към конкретната повреда на функционална система в електрическата машина.
7. По предложената методика са изследвани редица трансформатори в експлоатация и е определено техническото им състояние.
8. По направените изследвания е открита тенденция към овлажняване, както на трансформаторното масло, така и на твърдата изолация на трансформаторите.
9. По предложената методика е открита връзка между промяната в импеданса на късо съединение и големите по стойност електродинамични натоварвания появяващи се по време на експлоатацията на силовите трансформатори.

СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ТЕМАТА НА ДИСЕРТАЦИЯТА

1. Владимиров Ал., Определяне на остатъчният ресурс на силови трансформатори в експлоатацията, София, Годишник на МГУ „Св. Иван Рилски”, том 55, 2012, стр. 170-173
2. Кърцелин Евт., Владимиров Ал., Младенова Й., Приложение на честотните характеристики за оценка техническото състояние и откриване на дефекти в силови трансформатори, София, Годишник на МГУ „Св. Иван Рилски”, том 54, 2011, стр. 17-21
3. Кърцелин Евт., Владимиров Ал., Велев Г., Зъбчев Анг., Метрологични изисквания към системите за мониторинг и диагностика на силови трансформатори, София, Годишник на МГУ „Св. Иван Рилски”, том 55, 2012, стр. 26-31
4. Кърцелин Евт., Владимиров Ал., Зъбчев Анг., Велев Г., Оценка на влагосъдържанието в целулозната изолация на силови трансформатори в експлоатация, Международна научна конференция UNITECH '12, Габрово, Сборник доклади Том I, 16-17 Ноември 2012, стр. 146-154
5. Vladimirov Al., Kartzelin Evt., Velev G., Cozma V., Condition assessment of power transformers trough monitoring of partial discharges and gasses dissolved in insulating oil, 2013, Targu Jiu, Annals of the „Constantin Brancusi” University of Targu Jiu, Engineering Series , No. 3/2013, pp. 44-49