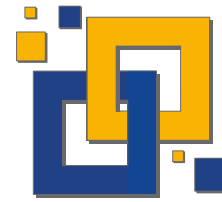




Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Fakultät
Elektrotechnik
und Informatik

Fachgebiet
Hochspannungstechnik /
Werkstoffe der Elektrotechnik /
Theoretische Elektrotechnik



**ZUSTANDBEWERTUNG VON LEISTUNGS- UND VER-
TEILTRANSFORMATOREN DER ELEKTRISCHEN
ENERGIETECHNIK
SMART-TR**

Autor(en) Dr.-Ing. S. Kittan

Ausgabe 06/2020

Revision 5



Abschlussbericht

**ZUSTANDBEWERTUNG VON LEISTUNGS- UND VER-
TEILTRANSFORMATOREN DER ELEKTRISCHEN ENERGIE-
TECHNIK
SMART-TR**

FKZ 03FH026PB5

Juni 2020

Projektleiter Prof. Dr. techn. Stefan Kornhuber
Autor(en) Dr. Ing. Stefan Kittan
Projektlaufzeit 01.05.2016 – 31.12.2019
Dienststelle Hochschule Zittau/Görlitz, University of Applied Sciences
Fakultät Elektrotechnik und Informatik
Fachgebiet Hochspannungstechnik / Werkstoffe der Elektrotechnik /
Theoretische Elektrotechnik
Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau
Berichts-Nr. 03FH026PB5

Das Projekt „Zustandsbewertung von Leistungs- und Verteiltransformatoren der elektrischen Energietechnik (Smart Grid - Smart Monitoring)“ wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gefördert.

FKZ: SC03FH026PB5



Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN -	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht	
3. Titel SMART-TR – Zustandsbewertung von Leistungs- und Verteiltransformatoren der elektrischen Energietechnik		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Kittan, Stefan; Kornhuber, Stefan	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.12.2019	
	6. Veröffentlichungsdatum	
	7. Form der Publikation E-Book	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Hochschule Zittau/Görlitz, University of Applied Sciences Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau	9. Ber. Nr. Durchführende Institution	
	10. Förderkennzeichen 03FH026PB5	
	11. Seitenzahl	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53107 Bonn	13. Literaturangaben	
	14. Tabellen	
	15. Abbildungen	
16. Zusätzliche Angaben		
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)		
18. Kurzfassung <p>Transformatoren sind wichtige Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungssystems. Ein Transformatorenfehler kann schwere Schäden, sowohl am Betriebsmittel selbst als auch in dessen Umgebung, verursachen und ist daher mit hohen Kosten verbunden. Zusätzlich gefährdet der Ausfall eines Verteiltransformators die Stabilität des Übertragungsnetzes. Insbesondere, da durch den langsamen Netzausbau das (n-1)-Kriterium nicht mehr durchgängig erfüllt werden kann. Erschwerend hinzu kommt eine zunehmende Belastung der im Einsatz befindlichen Transformatoren sowie eine durch regenerative Energieeinspeisung getriebene Änderung des Lastprofils. Zusätzlich sind viele dieser Betriebsmittel bereits seit mehreren Jahrzehnten im Einsatz.</p> <p>Eine zuverlässige Diagnose und Zustandsbewertung von Transformatoren erlaubt zum einen effiziente Instandhaltungsmaßnahmen. Zum anderen wird die Versorgungssicherheit auch unter den erschwerten Randbedingungen sichergestellt. Daher ist das Projektziel die Entwicklung eines Bewertungsmodells für Verteil- und Leistungstransformatoren, unter Anwendung bzw. Zusammenführen bestehender Diagnose- und Monitoringansätze. Dabei erlaubt die Betrachtung der Transformatorendiagnose aus systemtheoretischer Sicht die Entwicklung neuartiger Modelle zur Diagnose und Zustandsbewertung.</p>		
19. Schlagwörter Transformator, Diagnose, Zustandsbewertung, Health-Index, Monitoring, Risikobewertung		
20. Verlag	21. Preis	

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN -	2. type of document (e.g. report, publication) Report	
3. title Condition Assessment of Power and Distribution Transformers in the Electrical Power Engineering (Smart Grid - Smart Monitoring)		
4. author(s) [family name, first name(s)] Kittan, Stefan; Kornhuber, Stefan	5. end of project 31.12.2019	6. publication date
	7. form of publication E-Book	
	8. performing organization(s) (name, address) Hochschule Zittau/Görlitz, University of Applied Sciences Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau	
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53107 Bonn	9. originator's report no.	10. reference no. 03FH026PB5
	11. no. of pages	
	13. no. Of references	14. no. of tables
15. no. of figures	16. supplementary notes	
	17. presented at (title, place, date)	
18. abstract <p>Transformers are important equipment of the electrical power system. A transformer failure can cause severe damage both to the equipment itself and its environment, and is therefore associated with high costs. In addition, the failure of a distribution transformer endangers the stability of the transmission network. In particular, since the (n-1) criterion can no longer be consistently fulfilled due to the slow network expansion. To make matters worse, there is an increasing load on the transformers in use as well as a change in the load profile driven by regenerative energy feed-in. In addition, many of these transmission network components have been in use for several decades.</p> <p>Reliable diagnostics and condition assessment of transformers allow efficient maintenance measures. Additionally, the security of energy supplies is ensured even under those difficult boundary conditions. Therefore, the project objective is the development of a condition assessment model for distribution and power transformers by applying or merging existing diagnostic and monitoring approaches. The consideration of transformer diagnostics from a systems theory perspective, allows the development of novel diagnostics and condition assessment models.</p>		
19. keywords Transformer, Diagnosis, Condition Assessment, Health-Index, Monitoring, Risk Assessment		
20. publisher	21. price	

Änderungen

Rev	Datum	Name	Änderung(en)
0	22.01.2019	Kittan	Grundgerüst, Einleitung, Diagnose, Zustand
1	30.01.2019	Kittan	DGA, HHT, Risiko
2	06.02.2019	Kittan	Validierung, Verlustfaktor, Berichtsblatt
3	13.02.2019	Kittan	Finanzen, Zusammenfassung, Ausblick, VÖs
4	30.06.2020	Kornhuber	Finanzen, finale Kontrolle, Patentanmeldung

Abstract

Transformatoren sind wichtige Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungssystems. Ein Transformatorfehler kann schwere Schäden, sowohl am Betriebsmittel selbst als auch in dessen Umgebung, verursachen und ist daher mit hohen Kosten verbunden. Zusätzlich gefährdet der Ausfall eines Verteiltransformators die Stabilität des Übertragungsnetzes. Insbesondere, da durch den langsamen Netzausbau das (n-1)-Kriterium nicht mehr durchgängig erfüllt werden kann. Erschwerend hinzu kommt eine zunehmende Belastung der im Einsatz befindlichen Transformatoren sowie eine durch regenerative Energieeinspeisung getriebene Änderung des Lastprofils. Zusätzlich sind viele dieser Betriebsmittel bereits seit mehreren Jahrzehnten im Einsatz.

Eine zuverlässige Diagnose und Zustandsbewertung von Transformatoren erlaubt zum einen effiziente Instandhaltungsmaßnahmen. Zum anderen wird die Versorgungssicherheit auch unter den erschwerten Randbedingungen sichergestellt. Daher ist das Projektziel die Entwicklung eines Bewertungsmodells für Verteil- und Leistungstransformatoren, unter Anwendung bzw. Zusammenführen bestehender Diagnose- und Monitoringansätze. Dabei erlaubt die Betrachtung der Transformatorendiagnose aus systemtheoretischer Sicht die Entwicklung neuartiger Modelle zur Diagnose und Zustandsbewertung.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungs- und Formelzeichenverzeichnis.....	IX
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation und Ziele	1
1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	1
1.2.1 Arbeitsplan	1
1.2.2 Gesamtkonzept und Gliederung des Abschlussberichtes.....	1
1.3 Voraussetzungen und Notwendigkeit der Zuwendung.....	3
2 Diagnosealgorithmus.....	5
2.1 Wissensbasis für automatische Diagnosen von Transformatoren	5
2.2 Defect and Failure Analysis (DaFA).....	5
2.3 Diagnose mittels DaFA-Schemata und Vertrauenswerten.....	7
2.3.1 Auslesen der Diagnoseaussagen.....	7
2.3.2 Priorisierung mittels Vertrauenswerten	9
2.4 Ermittlung eines Gesamtvertrauenswertes	13
2.4.1 Anwendung der Entscheidungstheorie bei der Diagnose	13
2.4.2 Direktes Auslesen von Diagnoseaussagen aus DaFA-Schemata.....	16
3 Gesamtzustand mittels Health-Index	20
3.1 Literaturrecherche zu Health-Index Verfahren	20
3.2 Gegenüberstellung.....	23
3.3 Auswahl und Implementierung	23
3.3.1 Vorauswahl der HI Verfahren	24
3.3.2 Detaillierte Analyse und Umsetzung der Verfahren	25
3.3.3 Betrachtung Leistungsfaktor und Verlustfaktor	57
4 Detaillierte Analyse einzelner Messverfahren	59
4.1 Auswertung der Messwerte zu Gas in Öl Konzentrationen – Stand von Wissenschaft und Technik	59
4.1.1 DGA – Methoden.....	59
4.1.2 Zusammenfassung Fehlerarten	76
4.1.3 Realisieren einzelner Diagnoseverfahren mittels Fuzzy-Logik.....	77
4.2 Implementieren verschiedener Verfahren zur DGA-Auswertung	78
4.2.1 Fuzzyfizierung der Auswerteverfahren.....	78
4.2.2 Ausgangsvariablen aller Fuzzy-Controller.....	78
4.2.3 Schlüsselgasanalyse und IEEE-Verfahren als Fuzzy-Controller.....	79
4.2.4 Fuzzy-Rogers-Controller	82
4.2.5 IEC-Controller.....	84
4.2.6 Implementierung des Duval-Verfahrens.....	84
4.2.7 CIGRE-Controller	89
4.2.8 Fuzzy-Controller zum MSS-Verfahren	92
4.2.9 Fuzzy-Controller zum Verfahren nach Dörnenburg.....	96
4.2.10 GATRON-Modell	99
4.2.11 Test aller Verfahren.....	100
4.3 Kombinierte Auswertung der DGA Verfahren	101

4.4	Herstellen der Vergleichbarkeit unter den DGA Verfahren.....	102
4.4.1	Monte-Carlo-Simulation zur Datenreduktion	103
4.4.2	Darstellung der Ergebnisse zur Monte-Carlo-Simulation	103
4.4.3	Auswertung der Simulationsergebnisse	104
4.5	Anwendung der Hilbert-Huang-Transformation	107
4.5.1	Umsetzung der Hilbert-Huang-Transformation.....	108
4.5.2	Fraktale Eigenschaften	109
4.6	Dielektrische Messungen an Hochspannungsdurchführungen	111
4.6.1	Motivation der Untersuchung.....	111
4.6.2	Konzeption der Versuchsanlage.....	112
4.6.3	Realisierung der Versuchsanlage.....	113
5	Abschätzung des Betriebsrisikos	120
5.1	Einordnung der Risikobewertung	120
5.2	Stand der Technik bezüglich der Risikobewertung	121
5.3	Fuzzyfizierte Risikomatrix.....	122
6	Validierung des DaFA-Schemas.....	129
6.1	Automatisierte Evaluierung von Test-Fällen	129
6.2	Bewertung der Diagnosequalität	130
6.3	Präsentation der Validierungsergebnisse	131
6.4	Anwenderoberfläche für die DaFA-Validierung	132
7	Zusammenfassung und Ausblick	133
7.1	Zusammenfassung	133
7.2	Ausblick	134
8	Literaturverzeichnis.....	136
9	Veröffentlichungen	141
10	Anlagen.....	142
10.1	Gegenüberstellung der Health-Index Verfahren	143
10.2	Darstellung Diagnoseergebnisse DGA Verfahren	144
10.2.1	Streudiagramme	144
10.2.2	Übersichtsdiagramme.....	146

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Struktur des entwickelten Monitoringkonzeptes	2
Abb. 1-2:	Aufteilung der bewilligten Mittel auf die einzelnen Positionen.....	4
Abb. 2-1:	Zu Diagnosezwecken eingeführte Einteilung des Transformators in fünf Hauptkomponenten; Nach [1].....	6
Abb. 2-2:	Auszug aus der FMEA für den aktiven Teil eines Transformators; Nach [1]	6
Abb. 2-3:	Aus der DaFA abgeleitetes Konzept für eine Wissensbasis zur Transformorendiagnose (DaFA-Schema).....	7
Abb. 2-4:	Einordnung verschiedener Messverfahren zur Diagnoseeignung nach CIGRE Guide 227 und Bezug zum Vertrauenswert <i>cfEignungMV</i>	11
Abb. 2-5:	Berechnung von <i>cfDiagnoseMV</i> im Wertebereich null bis eins durch Addition (links) und Multiplikation (rechts).....	12
Abb. 2-6:	Wesentliche Komponenten eines Entscheidungsmodells [3].....	14
Abb. 3-1:	Ergebnis der Testrechnung zum Nachweis der Anwendbarkeit des <i>HIZMYX</i> auf absolute Wertebereiche	49
Abb. 3-2:	Veranschaulichung der entropiebasierten Bestimmung der Wichtungsfaktoren von <i>HIZMYX</i>	49
Abb. 3-3:	Veranschaulichung des Nachteils einer rein entropiebasierten Wichtung .	50
Abb. 3-4:	Grundlegendes Vorgehen zur Berechnung von <i>HI_DNO</i> ; Nach [25].....	52
Abb. 3-5:	Zusammenfassen mehrerer Teilfaktoren mittels MMI Algorithmus	55
Abb. 3-6:	Veranschaulichung eines Leistungsdreiecks mit Phasenverschiebung (φ) und Verlustwinkel (δ).....	57
Abb. 3-7:	Vergleich von PF und DF für kleine Verlustwinkel	58
Abb. 4-1:	Klassisches Duval-Dreieck (Dreieck 1) zur Diagnose ölisolierter Transformatoren [32].....	65
Abb. 4-2:	Duval-Dreieck 4 zur Diagnose von Niedrigtemperaturfehlern in mineralölisolierten Transformatoren; Nach [32]	66
Abb. 4-3:	Duval-Dreieck 5 zur weiteren Spezifikation der Diagnose von Niedrigtemperaturfehlern in mineralölisolierten Transformatoren; Nach [32]	67
Abb. 4-4:	Beispielhafte Veranschaulichung des Duval-Fünfecks; Nach [33].....	68
Abb. 4-5:	Systematische Vorgehensweise bei Anwendung der Duval-Methoden.....	71
Abb. 4-6:	Struktur des FLI, die einzelnen Komponenten enthalten jeweils Fuzzy basierte Kennfelder zur Interpretation der Messwerte [34]	73
Abb. 4-7:	Fehlergasdreieck des GATRON-Verfahrens; Nach [41]	75
Abb. 4-8:	Faktoren zur Korrektur der Gasquotienten bei Messung im Buchholzgas [41]	76
Abb. 4-9:	Zusammenfassung der vorgestellten Methoden zur Auswertung einer DGA sowie deren Beziehung untereinander.....	77
Abb. 4-10:	Linguistische Eingangsvariablen des „IEEE-Controllers“	80
Abb. 4-11:	Linguistische Eingangsvariablen des „KeyGas-Controllers“	82
Abb. 4-12:	Linguistische Eingangsvariablen des „Rogers-Controllers“	83
Abb. 4-13:	Linguistische Eingangsvariablen des "IEC-Controllers"	84
Abb. 4-14:	Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD1-Controllers"	86
Abb. 4-15:	Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD1-Controllers"	86
Abb. 4-16:	Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD4-Controllers"	87
Abb. 4-17:	Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD4-Controllers"	87
Abb. 4-18:	Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD5-Controllers"	88
Abb. 4-19:	Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD5-Controllers"	88
Abb. 4-20:	Resultierende Fehlerzonen des "DuvalF-Modells"	89



Abb. 4-21: Linguistische Eingangsvariablen für die Gasquotienten des "CIGRE-Controllers"	91
Abb. 4-22: Linguistische Eingangsvariablen für die Fehlergase des "CIGRE-Controllers"	91
Abb. 4-23: Linguistische Eingangsvariablen des "MSS-Fehler-Controllers"	94
Abb. 4-24: Linguistische Eingangsvariablen des "MSS-Diagnose-Controllers"	95
Abb. 4-25: Linguistische Eingangsvariablen des "Dörnenburg-Fehler-Controllers"	97
Abb. 4-26: Linguistische Eingangsvariablen des "Dörnenburg-Diagnose-Controllers"	98
Abb. 4-27: GATRON-Dreieck nach Auslesen der Eckpunktdaten	99
Abb. 4-28: Resultierende Fehlerzonen des "GATRON-Modells" bei einem Maximalabstand von 5 zu den Fehlerzonen	100
Abb. 4-29: Auszug aus der Streudiagramm-Matrix für die Diagnose Teilentladung (zu sehen sind die Gase H_2 und CH_4)	104
Abb. 4-30: Gasbildungsraten verschiedener Fehlergase in Abhängigkeit der Temperatur; Nach [44]	105
Abb. 4-31: Betrachtung von CO und CO_2 bei der Diagnose von Teilentladungen mittels verschiedener DGA-Verfahren	106
Abb. 4-32: H_2/C_2H_2 -Streudiagramm für die Diagnose von T3-Fehlern	106
Abb. 4-33: Hüllkurven und Mittelwert eines Signals bei der EMD	109
Abb. 4-34: Gegenüberstellung der Differenz von Daten und Mittelwert der Hüllkurven sowie der endgültig ermittelten IMF	109
Abb. 4-35: Temperaturabhängigkeit der Verlustfaktormessung bei 60Hz [50]	111
Abb. 4-36: FDS-Messung an einer betriebsgealterten Durchführung bei a) 20°C b) 50°C und c) 75°C [51]	111
Abb. 4-37: Prinzipieller Versuchsaufbau zum Nachvollziehen der Temperaturdrifts von FDS-Messungen auch bei inhomogenen Temperaturverteilungen	113
Abb. 4-38: Anordnung der wesentlichen Versuchsstandkomponenten	114
Abb. 4-39: Verteilung der Temperatursensoren zur Erfassung des Temperaturprofils in der Durchführung	116
Abb. 4-40: Grundlegender Aufbau des Automatisierungssystems für die Versuchsanlage für dielektrische Messungen an Hochspannungsdurchführungen	117
Abb. 4-41: LabVIEW Anwenderschnittstelle zur Versuchsstandsteuerung (links: Anlagenübersicht, rechts: Bedienoberfläche oder Diagramme)	118
Abb. 4-42: Signalflussbild für die Regelung der Öltemperatur	119
Abb. 5-1: Ablauf des Asset Managements und Einordnung der Risikobewertung; Nach [53]	120
Abb. 5-2: Zuordnung der Sub-Indizes zu einem Betriebsrisiko des betrachteten Transformators [60]	122
Abb. 5-3: Veranschaulichung der Ein- und Ausgangsgrößen des Fuzzy Controllers zur Neuberechnung des Transformatorzustandes anhand vorliegender Diagnoseinformationen	124
Abb. 5-4: Resultierendes Kennfeld des Fuzzy Modells zur diagnosebasierten Korrektur des HI	125
Abb. 5-5: Signalflussbild zum Aufbau des Gesamtmodells zur Abschätzung des Betriebsrisikos eines Transformators	125
Abb. 5-6: Eingangsgrößen des Fuzzy Modells zur Abschätzung des Betriebsrisikos	126
Abb. 5-7: Verteilung der linguistischen Variablen des Ausgangs vom Fuzzy Modell zur Abschätzung des Betriebsrisikos	126

Abb. 5-8:	Resultierende Kennfelder des Fuzzy Modells zur Abschätzung des Betriebsrisikos für kleine, mittlere und hohe Belastung eines Transformators	127
Abb. 5-9:	Bsp. für Anwenderschnittstelle zur Bedienung des Risikomoduls.....	128
Abb. 6-1:	Einfaches DaFA-Schema zum Test der Anpassungen an dem Auswertungsalgorithmus	130
Abb. 6-2:	Anwenderoberfläche zum DaFA-Validierungstool.....	132
Abb. 9-1:	Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 1	144
Abb. 9-2:	Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 2	144
Abb. 9-3:	Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 3	145
Abb. 9-4:	Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 4	145
Abb. 9-5:	Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 1	146
Abb. 9-6:	Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 2	146
Abb. 9-7:	Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 3	147
Abb. 9-8:	Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 4	147



Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1:	Prinzipieller Aufbau der Ergebnismatrix eines Entscheidungsmodells.....	15
Tab. 3-1:	Zuordnung der gemessenen Kenngrößen am Öl zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Sub-Indizes <i>HIHMANF</i> , 1 ; Nach: [4]	25
Tab. 3-2:	Zuordnung der gemessenen im Öl gelösten Gase zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Sub-Indizes <i>HIHMANF</i> , 2 ; Nach: [4]	26
Tab. 3-3:	Bewertung I_i der Sub-Indizes <i>HIHMANF</i> , i für $i = 1$ und $i = 2$; Nach [4]...	26
Tab. 3-4:	Bewertung eines Transformators mit Hilfe des <i>HIHMANF</i> ; Nach [4]	27
Tab. 3-5:	Berechnung der Faktoren F_i zur Bestimmung von <i>HILS</i> , 1; C , O ; Nach [4]	27
Tab. 3-6:	Zusammenfassung aller Parameter zur Berechnung des Sub-Indizes <i>HILS</i> , 2; Nach [4]	28
Tab. 3-7:	Berechnung der Parameter $F_{oil,j}$ für die Bestimmung des Sub-Indizes <i>HILS</i> , 3; Nach: [4]	29
Tab. 3-8:	Bestimmung des Last- und Umweltfaktors zu Berechnung der zu erwartenden Transformatorlebenszeit T_{end}' [6].....	30
Tab. 3-9:	Überblick zu den für die Berechnung von <i>HINCPWS</i> verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [7].....	32
Tab. 3-10:	Zuordnung des resultierenden <i>HINCPWS</i> zu einer Zustandsbewertung sowie Lebensdauerabschätzung und Handlungsempfehlung; Nach [7].....	32
Tab. 3-11:	Bewertung der wartungsbezogenen Zustandskriterien anhand der Anzahl an Wartungsaufträgen; Nach [8].....	33
Tab. 3-12:	Bewertungsschema für die Zustandskriterien bezüglich des Öls; Nach [7]	34
Tab. 3-13:	Zuordnung der chemisch-physikalischen Parameter des Öls zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung von <i>CPAF</i> ; Nach [7]	34
Tab. 3-14:	Bewertungsschema für das Zustandskriterium des Furangehalts im Öl; Nach [7]	35
Tab. 3-15:	Bewertungsschema für das Zustandskriterium Leistungsfaktor; Nach [7]..	35
Tab. 3-16:	Bewertung der Gas in Ölkonzentration für verschiedene Stufenschaltertypen; Nach [7]	36
Tab. 3-17:	Schema für die Bewertung der Transformatorenlast; Nach [7]	37
Tab. 3-18:	Überblick zu den für die Berechnung von <i>HIJPCSF</i> verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [8].....	37
Tab. 3-19:	Bewertung der in <i>HIJPCSF</i> neu hinzugekommenen Messverfahren; Nach [8].....	38
Tab. 3-20:	Neue Grenzwerte für die Bewertung des Furangehalts im Öl; Nach [8].....	39
Tab. 3-21:	Neue Grenzwerte für die Bewertung des Zustandskriteriums Leistungsfaktor; Nach [8].....	39
Tab. 3-22:	Überblick zu den für die Berechnung von <i>HIGNBT</i> verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [9].....	40
Tab. 3-23:	Grenzwerte für die Bewertung der neuen Parameter für die Bestimmung von <i>HIGNBT</i> ; Nach [9]	41
Tab. 3-24:	Zustandskriterien und Wichtungsfaktoren für die Berechnung von <i>HIHP</i> ; Nach [11]	42
Tab. 3-25:	Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Öl gelösten Gase; Nach [11]	43

Tab. 3-26: Berechnung und Einordnung der Quotienten zur Bewertung der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [11]	44
Tab. 3-27: Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [11]	44
Tab. 3-28: Zuordnung der Messwerte der chemisch-physikalischen Ölanalyse zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Wertungsfaktors <i>OQF</i> ; Nach [11] bzw. [12]	45
Tab. 3-29: Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [12]	45
Tab. 3-30: Einteilung der Wertungsfaktoren zur Furankonzentration; Nach [11] bzw. [12]	46
Tab. 3-31: Parameter zur Bestimmung des Faktors für den Aufstellungsort; Nach [25]	53
Tab. 3-32: Bestimmung der Nutzungsfaktors für Transformatoren und Stufenschalter; Nach [25]	53
Tab. 3-33: Zuordnung der CPA-Wertung zu einem entsprechenden Wertungsfaktor sowie einer Minimalgrenze für den resultierenden HI; Nach [25]	56
Tab. 3-34: Zuordnung der DGA-Wertung zum aktuellen Trend der Konzentrationswerte der im Öl gelösten Gase sowie zum resultierenden Bewertungsfaktor; Nach [25]	56
Tab. 3-35: Zuordnung der Furankonzentration zum resultierenden Bewertungsfaktor <i>fFFA</i> ; Nach [25]	57
Tab. 4-1: Zusammenfassung der Schlüsselgasanalyse; Nach [28]	59
Tab. 4-2: Grenzwerte der Gaskonzentrationen in zur DGA-Auswertung nach IEEE-Methode; Nach [28]	61
Tab. 4-3: Zusammenfassung des Verfahrens nach Rogers; Nach [28]	62
Tab. 4-4: Typische 90%-Werte zu Leistungstransformatoren entsprechend DIN EN 60599; Nach [31]	63
Tab. 4-5: Interpretation der Gasquotienten nach IEC 60599 [31]	64
Tab. 4-6: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 1 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)	65
Tab. 4-7: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 4 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)	66
Tab. 4-8: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 5 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)	67
Tab. 4-9: Schwellwerte zur Auswertung von Gasquotienten nach dem Verfahren der CIGRE (Diagnose R1 oder R2); Nach [34]	72
Tab. 4-10: Schwellwerte zur Auswertung von Schlüsselgaskonzentrationen nach dem Verfahren der CIGRE (Diagnose K1 oder K2); Nach [34]	72
Tab. 4-11: Von MSS angegebene typische 90%-Kennwerte für offene Transformatoren; Nach [37]	73
Tab. 4-12: Gasquotienten des MSS-Schemas zur Interpretation von Gas-in-Öl Messwerten	74
Tab. 4-13: Wertebereiche für Gasquotienten zur Fehlerdiagnose nach Dörnenburg, unterschieden wird die Gasquelle; Nach [40]	74
Tab. 4-14: Durch DGA diagnostizierbare Fehler und Abkürzung zur Bezeichnung	76
Tab. 4-15: Wertebereiche der Zugehörigkeitsfunktionen für die linguistischen Eingangsvariablen der Fuzzy-Rogers-Methode; Nach [43]	77
Tab. 4-16: Validierung der „fuzzylite“-Version der Fuzzy-Rogers-Methode	83
Tab. 4-17: Test aller Diagnose-Controller-/Modelle anhand verschiedener Transformator Datensätze	100
Tab. 5-1: Zuordnung zwischen HI und Zustandsbewertung eines Transformators.	123



Tab. 5-2:	Regelwerk des Fuzzy Modells zu Abschätzung des Betriebsrisikos	127
Tab. 6-1:	Bewertungskriterien für die DaFA-Validierung	131
Tab. 8-1:	Gegenüberstellung der Untersuchten HI Verfahren (Abkürzungen: KE – Keine Einschränkung, KA – Keine Angaben)	143

Abkürzungs- und Formelzeichenverzeichnis

ABKÜRZUNGEN

ANFIS	Adaptive neuro-fuzzy Inferenzsysteme
CPA	chemisch-physikalische Analyse
DaFA	Defect and Failure Analysis
DGA	Dissolved-Gas-Analysis (Analyse der im Transformatorenöl gelösten Gase)
EMD	Empirical Mode Decomposition
FLI	Fuzzy-Logik basierte Interpretationsschema
FMEA	Failure Mode and Effect Analysis
HI	Health-Index
HSZG	Hochschule Zittau/Görlitz
HTWK	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig
IMF	Intrinsic-Mode-Function
KNN	Künstliche neuronale Netze
MMI	Maximum and Multiple Increment (Algorithmus)
MMS	Müller & Schliesing & Soldner, ein Verfahren zur Auswertung von gemessenen Gas in Öl Konzentrationen
STFT	Short Time Fourier Transformation
TDGC	Total Dissolved Combustible Gas (Gesamtkonzentration an brennbaren Gasen)

FORMELZEICHEN

a	Anstieg in Geradengleichung, Allgemeiner Gleichungsparameter
a_i	Handlungsalternativen im Entscheidungsprozess
b	Offset in Geradengleichung, Allgemeiner Gleichungsparameter
c	Konzentrationsangabe, Allgemeiner Gleichungsparameter
cf	Vertrauenswert / -grad
$\frac{d}{dt}$	Zeitliche Änderung einer Größe
e_{ij}	Ergebnis einer Entscheidung
f	Allgemeiner Faktor
f_{ref}	Referenzfrequenz
f_A	Anpassungsfaktor, zusätzlicher Gleichungsparameter für Parameterstudien
f_E	Umweltfaktor
f_L	Lastfaktor
f_T	Frequenz bei Temperatur T
h	Füllstand
i	Strom
m	Anzahl bei Berechnung der Lückenhaftigkeit
n_{WA}	Anzahl an Wartungsaufträge zu einem Transformator
r_{Gas}	Relativer Anteil eines Gases an Gesamtkonzentration (c_{Gas}/c_{ges})
s	Kantenlänge beim Box-counting
S_j	Umweltzustände im Entscheidungsprozess oder Bewertung eines Zustandskriteriums bei HI Berechnung
t	Zeit
w	Wichtungsfaktor (z.B. w_j bei HI Berechnung)



x	Allgemeine Funktionsvariable
B	Alterungsparameter im HI Verfahren nach EN-WEN UND BIN
DP	Polymerisationsgrad der Papierisolation
F	Bewertungsfaktor bei HI_{LS}
H_j	Entropie zum Zustandskriterium j
K_j	Wichtungsfaktoren in den kombinierten HI Verfahren
L	Lückenhaftigkeit
LF	Lastfaktor eines Transformators
N	Anzahl an Quadraten beim Box-counting
P	Wirkleistung, Wahrscheinlichkeit
Q	Blindleistung
S	Scheinleistung
S_i	Lastspitzen eines Transformators
S_B	Nennlast eines Transformators
T	Zeitkonstante, Zeitraum (z.B. erwartete Lebenszeit T_{exp}) oder Temperatur
U	Spannung
V	Volumen
W	Aktivierungsenergie eines Dielektrikums

GRIECHISCHE SYMBOLE

α_T	Verschiebungsfaktor bei Temperaturkorrektur
γ	Ausdehnungskoeffizient
δ	Verlustwinkel
φ	Phasenverschiebung
ω	Alternative Bezeichnung für Wichtungsfaktoren

1 Einleitung

1.1 Motivation und Ziele

In der heutigen Zeit wird die Stabilität und Zuverlässigkeit des Energieübertragungsnetzes durch verschiedene Faktoren beeinträchtigt:

- stagnierender Netzausbau
- zunehmende Lastflüsse
- verändertes Lastprofil durch regenerative Energieeinspeisung

Transformatoren sind wichtige Knotenpunkte der Übertragungs- und Verteilnetze. Somit sind diese Betriebsmittel essentiell für die Sicherung der elektrischen Energieversorgung. Ein Transformatorenfehler ist somit nicht nur durch die unmittelbaren Folgen, wie Schäden am Betriebsmittel und dessen Umgebung, mit hohen Kosten verbunden. Sondern gefährdet auch die Versorgungssicherheit im elektrischen Energiesystem. Durch eine zuverlässige Diagnose und Zustandsbewertung soll ein Beitrag zur Steigerung der Versorgungsqualität geleistet werden. Daher ist das Projektziel die Entwicklung eines neuen Bewertungsmodells für Verteil- und Leistungstransformatoren, unter Anwendung bzw. Zusammenführen bestehender Diagnose- und Monitoringansätze. Hierbei wird eine neue Innovationskraft durch eine systemtheoretische Betrachtungsweise der Gesamthematik erreicht.

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

1.2.1 Arbeitsplan

Die Bearbeitung des Projektes erfolgt in Kooperation mit der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK) (FKZ 03FH026PA5). Dabei teilt sich die Arbeit so auf, dass durch die Hochschule Zittau/Görlitz (HSZG) die methodischen bzw. algorithmischen Untersuchungen und Entwicklungen durchgeführt wurden. Durch die HTWK wurden die physikalischen und technischen Zusammenhänge analysiert und in das Bewertungstool eingearbeitet. Der Arbeitsplan nach dem die Projekte bearbeitet wurden, ist wie folgt gegliedert:

- AP1a/b: Wissenschaftliche Voruntersuchung (HTWK / HSZG)
- AP 2: Erarbeiten der physikalischen Erscheinungen von Fehlstellen und Definition der Relationen zu den in den Voruntersuchungen ermittelten Messergebnissen (HTWK / HSZG)
- AP 3: Modellierung und Simulation (HSZG)
- AP 4: Entwicklung eines Algorithmus zur Gut/Schlecht/Alarm-Aussage (HSZG)
- AP 5: Entwicklung der Softwareumgebung (HTWK)
- AP 6: Validierung der Forschungsergebnisse im Labor (HTWK)
- AP 7: Validierung der Forschungsergebnisse im Netzbetrieb (alle)
- AP 8: Dokumentation, Verwertungsbearbeitung, Schutzrechte (alle)

1.2.2 Gesamtkonzept und Gliederung des Abschlussberichtes

Das Projektziel ist die Entwicklung eines flexiblen Monitoringansatzes für Transformatoren, welcher offene Schnittstellen aufweist und Typübergreifend sowie Herstellerunabhängig eingesetzt werden kann. Hinzu kommt, dass die zu einem Transformator verfügbaren Informationen, je nach Leistung und Bedeutsamkeit, variieren. Zum Beispiel sind weniger wichtige Transformatoren auch mit weniger Sensorik ausgerüstet. Somit sind die für die Diagnose zur Verfügung stehenden Informationen geringer als bei Transformatoren mit hoher Relevanz für den Netzbetrieb. Um dieser erforderlichen Flexibilität



gerecht zu werden, muss der Monitoringansatz Modular aufgebaut sein. Weiterhin müssen die zur Verfügung stehenden Informationen in den einzelnen Modulen so verarbeitet werden, dass auch bei wenig Eingangsdaten eine Aussage bestimmt werden kann und mit zunehmender Information die Aussagegüte erhöht wird. Diese Anforderungen werden durch das in Abb. 1-1 aufgeführte Konzept erfüllt.

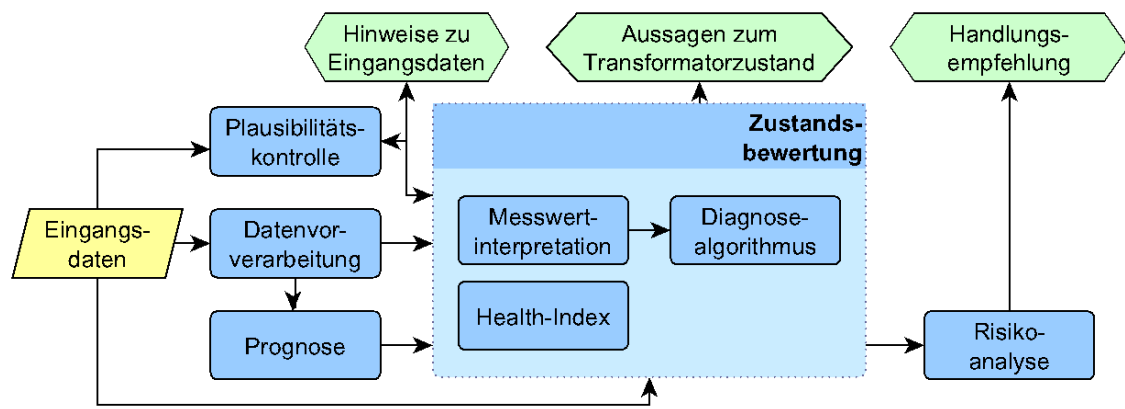


Abb. 1-1 Struktur des entwickelten Monitoringkonzeptes

Die Eingangsdaten werden durch eine Vorverarbeitung überprüft und korrigiert. Hierbei kommen beispielsweise Glättungsalgorithmen oder Algorithmen zur Ausreißererkennung und Behebung zum Einsatz. Dabei ist zu beachten, dass die Eingangsdaten nicht verfälscht werden bzw. die im Signal vorhandenen Informationen erhalten bleiben. Optional ist auch das Gegenprüfen der Plausibilität einzelner Prozessgrößen. Hierbei müssen die vorhandenen Eingangsinformationen sowie der aktuelle Betriebsmittelzustand berücksichtigt werden. Da diese Zusammenhänge für Transformatoren sehr komplex sind, ist die Umsetzung mit großem Aufwand verbunden. Daher wurde die Plausibilitätskontrolle zu Gunsten der zunächst wichtigeren Module Zustandsbewertung (Diagnose und Health-Index) sowie der Risikoanalyse nicht betrachtet.

1.2.2.1 Gliederung

Die einzelnen Arbeitspunkte können den Modulen des Gesamtkonzeptes zugeordnet werden. Der Abschlussbericht ist so aufgebaut, dass die Entwicklung der Module nachvollziehbar dargestellt wird. Im ersten Arbeitspunkt wird die Recherche zum Stand von Wissenschaft und Technik benannt. Da die einzelnen Module abgegrenzte Unterthemen beinhalten, wurde die Literaturrecherche zu jedem Entwicklungspunkt gesondert durchgeführt. Somit fließen die Erkenntnisse zum Stand von Wissenschaft und Technik in die jeweiligen Kapitel mit ein und werden nicht gesondert betrachtet.

Das Kernmodul des Monitoringmodells ist die Zustandsbewertung. Dieses wird in den Kapiteln 2 und 3 des Berichts behandelt. Dabei befasst sich das zweite Kapitel mit dem Teilmodul zur Diagnose, also dem Erkennen von Abweichungen vom normalen Betriebszustand. Für die Entwicklung des Diagnosemoduls mussten die technischen Zusammenhänge erfasst und geeignet aufgearbeitet (AP1 und 2) sowie ein Algorithmus zur automatisierten Auswertung der Eingangsdaten entwickelt werden (AP3). Die Eingangsdaten der Diagnose bildet die Interpretation von verfügbaren Messwerten. Dieses Teilgebiet wurde durch das Partnerprojekt der HTWK bearbeitet und ist daher im dazugehörigen Abschlussbericht zu finden. Das dritte Kapitel des vorliegenden Berichtes umfasst die Bewertung des Gesamtzustands eines Transformators mittels Health-Index (HI) Verfahren. Der erste Teil des Kapitels enthält die Ergebnisse einer Literaturrecherche (AP1). Hierbei wurde eine Übersicht zu verschiedenen HI Verfahren erstellt. Anschließend wird die Auswahl und Implementierung der für den Monitoringansatz relevanten Verfahren (AP3) beschrieben.

Im vierten Kapitel werden besonders wichtige Verfahren im Bereich der Transformatorendiagnose eingehend analysiert (AP3). Dies ist zum einen die Analyse von im Öl gelösten Gasen (Dissolved Gas Analysis – DGA) als Hauptkriterium für weiterführende diagnostische Untersuchungen. Anschließend wird ein aktuelles Verfahren zur Klassifikation von Signalen anhand der Frequenzanteile näher betrachtet. Dieses Verfahren hat das Potential, hinsichtlich der Bewertung transienter Vorgänge im Transformator, ein geeignetes Mittel zur Unterscheidung verschiedener Phänomene zu ermöglichen.

Das Modul zur Risikoanalyse (AP4) wird in Kapitel 5 beschrieben.

Im sechsten Kapitel des vorliegenden Berichtes wird der Algorithmus zur Validierung des Diagnoseansatzes (AP7) erläutert. Die Anwendung des Validierungsalgorithmus auf zur Verfügung gestellte Transformatoraten erfolgte bei der HTWK und ist daher in dem entsprechenden Bericht aufgeführt.

Im abschließenden Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf die mögliche Fortführung der Arbeit gegeben.

1.3 Voraussetzungen und Notwendigkeit der Zuwendung

Die Projektleitung, in Person von Prof. Kornhuber, bietet durch die umfassenden Erfahrungen im Bereich technischer Diagnostik, insbesondere auf dem Gebiet der Transformatoren, eine gute Ausgangsbasis für die fachliche Bearbeitung. Zum einen gründen die Erfahrungen von Prof. Kornhuber auf seinen bisherigen beruflichen Werdegang (Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH, Fa. Doble Lemke GmbH / Lemke Diagnostics GmbH ABB AG, Geschäftsbereich Transformatoren). Ein weiterer Aspekt ist die Mitarbeit von Prof. Kornhuber in verschiedenen Gremien und Fachverbänden:

- **DKE K 183:** Bewertung und Qualifizierung von elektrischen Isolierstoffen und Isoliersystemen (Gast)
- **DKE K 124.0.6:** Überarbeitung IEC 61180 (Mitglied)
- **DKE K 124.0.2:** Überarbeitung der IEC 60060 Teil 1 und Teil 2 (Mitglied)
- **DKE K 124.0.7:** Teilentladungsmesstechnik mit elektromagnetischen und akustischen Methoden IEC 62478 (Mitglied)
- **DKE K 228:** Prüfsysteme (Mitglied)
- **VDE BV Dresden AK 2:** Hochspannungsgeräte und –anlagen
- **CIGRE D1.37:** Maintenance and evaluation of measuring procedures for conventional and unconventional partial discharge testing (Member)
- **CIGRE D1.58:** Evaluation of dynamic hydrophobicity of polymeric insulating materials under AC and DC voltage stress (Secretary)
- **CIGRE D1.59:** Methods for dielectric characterisation of polymeric insulating materials for outdoor applications (Guest)
- **IEC TC 112 WG 4:** Evaluation and qualification of electrical insulating materials and systems - Dielectric/Resistive Properties (Member)

Die nachfolgende Liste an Veröffentlichungen verdeutlichen die fachlichen Voraussetzungen, auf welchen die Arbeit des SMART-TR Projektes gründet:

- Abeywickrama, N., Kouzmine, O., Kornhuber, S., Cheim, L., Lorin, P., Gauvin, M., Leonard, F. and Picher, P.: „*Application of novel algorithms for continuous bushing and OLTC monitoring for increasing network reliability*“, CIGRE Session 2014
- Kornhuber, S., Niehus, D., Kouzmine, O., Piasecki, W. and Florkowski, M.: „*Furnace Transformer Protection Against High-Frequency Switching Transients*“, AIST 2014
- Schreiter, S., Kornhuber, S., Kouzmine, O. and Werle, P.: „*Öldiagnose – Praktische Betrachtung*“, 5. Workshop: Öl/papier- und gasisolierte Systeme in Komponenten der elektrischen Energieversorgung



- Kornhuber, S., Kouzmine, O. and Schreiter, S. „*Transformer Fleet Management as Approach for Risk Based Asset Management*“, Conference on Diagnostics in Electrical Engineering CDEE
- Kornhuber, S., Niehus, D., Kouzmine, O., Szczechowski, J., Werle, P., Piasecki, W. and Florkowski, M. „*Smart Chokes: Innovation zum Schutz von Ofentransformatoren*“, EW- Magazin für die Energiewirtschaft, 2013
- Kouzmine, O., Niehus, D. and Kornhuber, S.: „*Gegenüberstellung von zeit- und frequenzbereichbasierenden Diagnoseverfahren zur Zustandsbewertung von Verteilnetz- und Leistungstransformatoren*“, ETG – Grenzflächentagung
- Siegel, M., Tenbohlen, S. and Kornhuber, S.: „*Teilentladungsmonitoring von Leistungstransformatoren mit der UHF-Methode Langzeitüberwachung von Leistungstransformatoren*“, EW- Magazin für die Energiewirtschaft, 2012, Vol. 25

Abb. 1-2 gibt einen Überblick zu den bereitgestellten finanziellen Mitteln. Der Hauptanteil dieser Mittel wurde für die wissenschaftlichen MitarbeiterInnen verwendet. Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der Projektausgaben ergibt sich durch Dienstreisen. Diese waren für

- die Projektarbeit (regelmäßige Treffen mit den Projektpartnern),
- die wissenschaftliche Verwertung (Veröffentlichung wesentlicher Teilergebnisse, Absprachen zu anknüpfenden Arbeiten) sowie
- die wirtschaftliche Verwertung (Absprachen mit möglichen Kooperationspartnern)

notwendig.

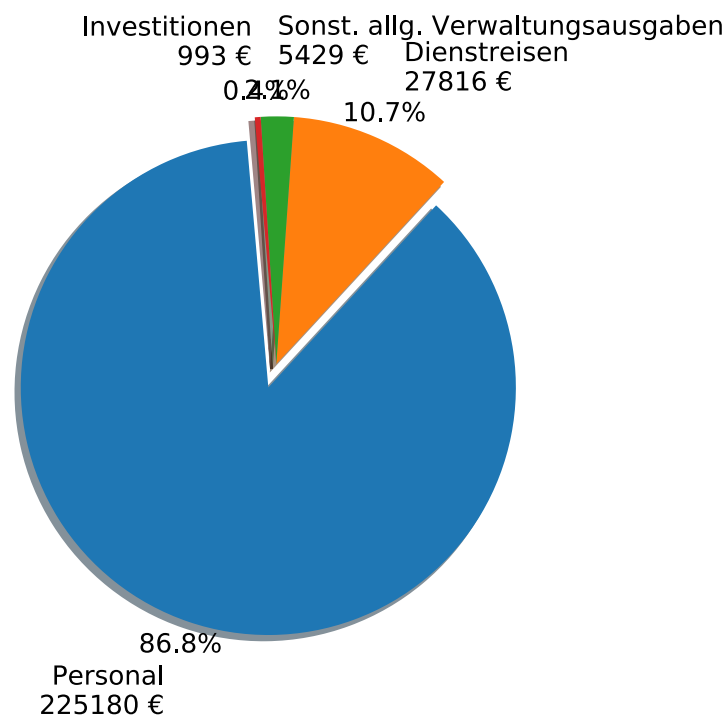


Abb. 1-2: Aufteilung der bewilligten Mittel auf die einzelnen Positionen

2 Diagnosealgorithmus

2.1 Wissensbasis für automatische Diagnosen von Transformatoren

Transformatoren sind komplexe technische Systeme. Demzufolge ist auch die Diagnose dieser Systeme eine Herausforderung, für deren Lösung genaue Sachkenntnis und Erfahrung notwendig sind. Um Experten bei der Diagnose zu unterstützen ist eine Automatisierung zielführend. Aufgabe der automatisierten Lösung ist es Zusammenhänge zwischen Messwerten oder der Interpretation von Messwerten zu fehlerhaften Teilkomponenten im Transformator herzustellen. Dabei werden die grundlegenden Zusammenhänge in Form einer Wissensbasis vorgegeben. Im folgenden Kapitel wird der Entwurf einer Wissensbasis sowie deren Anwendung für die Transformatorendiagnose vorgestellt.

2.2 Defect and Failure Analysis (DaFA)

Ziel einer Wissensbasis für die Transformatorendiagnose ist es die wesentlichen Informationen

- übersichtlich,
- erweiterbar und
- automatisiert auswertbar

bereitzustellen. Eine übersichtliche und erweiterbare Wissensrepräsentation ist erforderlich um den Experten schnellen Zugang zum gespeicherten Wissen sowie eine Ergänzung bzw. Verbesserung der einzelnen Inhalte zu ermöglichen. Dies erlaubt eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Methodik. Weiterhin ist eine automatisierte Auswertbarkeit Grundvoraussetzung für die Anwendbarkeit der Wissensbasis. Alle Forderungen werden durch einen gerichteten Graphen erfüllt. Daher wird für die Transformatorendiagnose das Wissen in Graphen abgebildet.

Für eine zielführende Herangehensweise bei Erstellung der Wissensbasis sind zunächst die grundlegenden Inhalte aus der Literatur zu erarbeiten. Anschließend muss eine Ergänzung durch Rücksprache mit Erfahrungsträgern erfolgen. Für Transformatoren bieten sich als Primärquelle die Guides der CIGRE an. Der Guide 630 [1] beinhaltet den Entwurf von Transformator-Monitoring-Systemen. Darin wird empfohlen zu Entwurfsbeginn die technischen Zusammenhänge mittels Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) zu untersuchen. Hierzu wird der Transformator in die in Abb. 2-1 aufgeführten Hauptkomponenten eingeteilt. Diese Aufteilung erlaubt eine sinnvolle Gliederung der Wissensdarstellung und wird daher für das aktuelle Vorhaben übernommen.

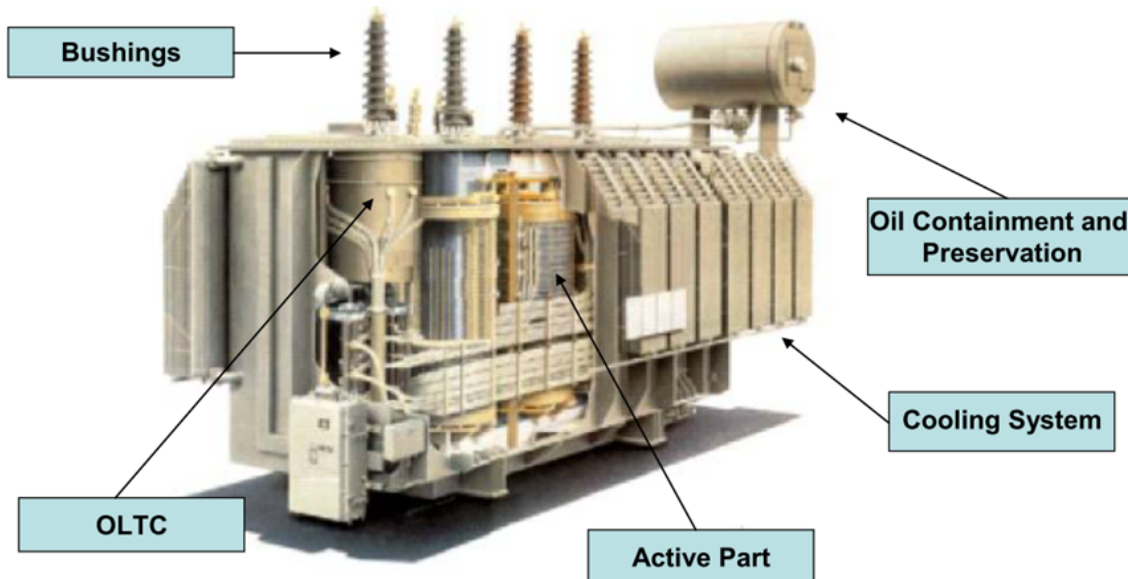


Abb. 2-1: Zu Diagnosezwecken eingeführte Einteilung des Transformators in fünf Hauptkomponenten; Nach [1]

Abb. 2-2 zeigt am Beispiel des aktiven Teils den Aufbau einer FMEA. Aus dem Tabellenkopf werden die wesentlichen zu einer FMEA gehörenden Informationen ersichtlich [1]:

1. Hauptfunktion: Feststellen von wesentlichen Aufgaben, welche durch die betrachtete Hauptkomponente erfüllt werden müssen.
2. Ausfallart: Fehler welche in Bezug auf eine Hauptfunktion auftreten können.
3. Teilkomponenten: Komponenten der Hauptkomponenten, welche einer Ausfallart zuzuordnen sind.
4. Fehlerursachen: Ursachen für das Auftreten einer Ausfallart.
5. Defektbezeichnung: Aus einer Ausfallart resultierende Defekte.
6. Messsysteme: On-line Messverfahren welche zur Detektion der Fehler oder Defekte geeignet sind

Die FMEA ist durch eine detaillierte Zustandsanalyse des Transformators gekennzeichnet. Durch die vielen Informationen in Kombination mit der tabellarischen Darstellung, werden die eingangs aufgestellten Anforderungen an eine Wissensbasis zur Transformatorendiagnose nur ungenügend erfüllt. Weiterhin ist eine Änderung zu einer graphbasierten Darstellungsweise nicht sinnvoll, da kein eindeutiger Informationsfluss festgelegt werden kann. Daher ist es zielführend die FMEA auf die für eine Diagnose notwendigen Informationen zu reduzieren.

Functional Subsystem: Active Part					
Primary Function	Functional Failure Modes	Components / Subcomponents	Failure Causes	Defect Analysis Name (Abnormal Symptoms)	Measured on-line continuous values (data inputs)
Provide a path for a magnetic induction / transformation of voltages without generating high leakage flux with localized heating and abnormal losses in the core	Has high eddy currents	- Nucleous / Magnetic Core (legs/yokes)	- Core steel sheets shorted	- Electric Arc (in the tank) - Partial Discharges (in the tank)	- Rate of change and total gas (primarily H2) dissolved in the oil - 8 gases dissolved in oil (single measurement) - Partial discharges measurement (electric, UHF, acoustic)
	Shows abnormal electrical losses in the core	- Nucleous / Magnetic Core (legs/yokes)	- Error in assembly - Poor fixing pads/ clamps / screws - Magneto striction (contractions and stretching of the blades) - Core steel sheets shorted	- Electric Arc (in the tank) - Partial Discharges (in the tank) - Conductor Overheating (in the tank)	- Rate of change and total gas (primarily H2) dissolved in the oil - 8 gases dissolved in oil (single measurement) - Partial discharges measurement (electric, UHF, acoustic)
	Shows high surface overheating (due magnetic leakage flux)	- Nucleous / Magnetic Core (legs/yokes) - Magnetic shield	- Deficiency in isolation of bolts for fixing the steel blades - Localized dispersing magnetic flux - Core steel sheets shorted	- Electric Arc (in the tank) - Partial Discharges (in the tank) - Conductor Overheating (in the tank)	- Rate of change and total gas (primarily H2) dissolved in the oil - 8 gases dissolved in oil (single measurement) - Partial discharges measurement (electric, UHF, acoustic)

Abb. 2-2: Auszug aus der FMEA für den aktiven Teil eines Transformators; Nach [1]

Um ein technisches System diagnostizieren zu können, müssen die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Wo ist der Fehler/Defekt aufgetreten?
- Welcher Fehler/Defekt liegt vor?
- Wie kann ein Fehler/Defekt detektiert werden?

Die Antworten auf diese Fragen sind die gesuchten, notwendigen Informationen: Komponenten/Teilkomponenten des Transformators, alle möglichen Fehler/Defekte sowie zur Detektion geeignete Messverfahren. Das heißt, durch Fokussierung der FMEA auf die Fehler und Defekte (Defect and Failure Analysis – DaFA) wird die Möglichkeit geschaffen eine geeignete Wissensbasis für die Transformatorendiagnose bereitzustellen.

Werden die Teilinformatoren einer DaFA grafisch angeordnet ergibt sich das in Abb. 2-3 dargestellte Schema (DaFA-Schema). Ein solcher Graph kann gut durch Experten analysiert und einfach durch Algorithmen ausgewertet werden. Daher ist die gewählte Darstellungsform für den Zweck einer Wissensbasis zur Diagnose geeignet.

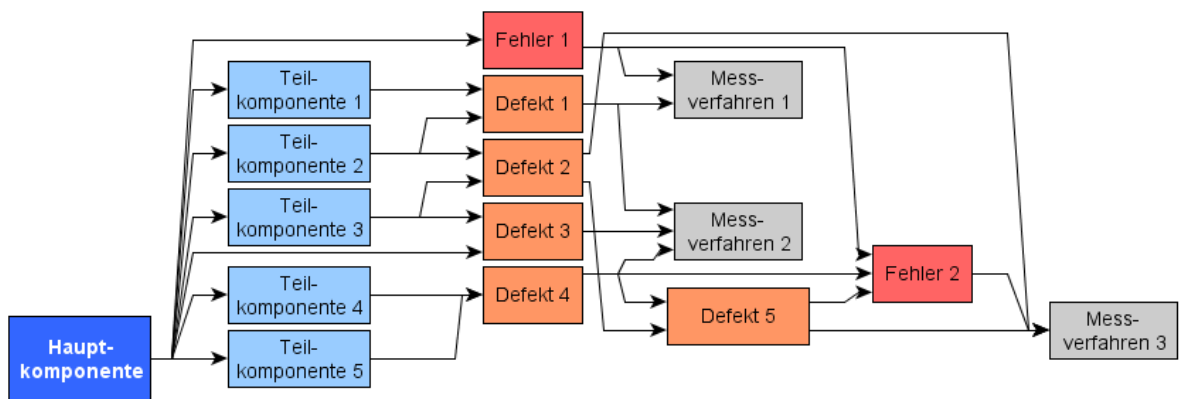


Abb. 2-3: Aus der DaFA abgeleitetes Konzept für eine Wissensbasis zur Transformatorendiagnose (DaFA-Schema)

Für eine gezieltere Auswertung der DaFA-Schemata werden die Graph-Knoten für die Messverfahren mit zusätzlichen Informationen zur Messwertinterpretation erweitert. Das heißt, wenn für ein Messverfahren verschiedene Interpretationsmöglichkeiten der Messwerte bekannt sind und diese direkt einem Fehler zugeordnet werden können, werden die entsprechenden Knoten kopiert und jeweils eine relevante Interpretation in Klammern ergänzt¹. Durch diese direkte Zuordnung in den DaFA-Schemata wird eine erste Vorselektion der Diagnoseaussagen ermöglicht.

Der erste Basisentwurf zum DaFA-Schema für Ölisolierte Transformatoren wurde anhand der CIGRE Guides 227 [2] und 630 [1] erstellt.

2.3 Diagnose mittels DaFA-Schemata und Vertrauenswerten

2.3.1 Auslesen der Diagnoseaussagen

2.3.1.1 Theoretische Betrachtung

Diagnoseaussagen können aus einem DaFA-Schema durch inverses Auslesen erstellt werden. Demnach werden die Auswertungen der verschiedenen Messwerte (Interpretation der Messverfahren) als Eingangsgröße aufgefasst. Ausgegeben werden nur noch

¹ Als Interpretationsmöglichkeiten von Messverfahren werden alle allgemeinen Fehlermöglichkeiten, welche durch das betrachtete Messverfahren identifiziert werden können, aufgefasst. Dies sind beispielsweise für die DGA Entladungen, Teilentladungen oder Temperaturfehler.



die Teilkomponenten einer Hauptkomponente für die ein Zusammenhang zwischen Defekten/Fehlern und der Messwertinterpretation detektiert wurde. Hierbei müssen die Begriffe Defekt und Fehler unterschieden werden (in Anlehnung an CIGRE Guide 227 [2]):

- **Defekt:** Das Betriebsmittel erfüllt noch die grundlegenden Funktionen, unterliegt aber Einschränkungen. Es wird dabei von einem reversiblen Zustand ausgegangen.
- **Fehler:** Das Betriebsmittel ist ausgefallen und die eingetretenen Schädigungen sind irreversibel.

Demnach muss das Ziel der Diagnose sein, Fehler bereits in der Entstehung, durch zugehörige Defekte zu identifizieren. Somit können geeignete Gegenmaßnahmen eingeleitet und ein größerer Schaden am Betriebsmittel verhindert werden. Dass dies nicht in jedem Fall möglich ist, deutet das Prinzipschema in Abb. 2-3 an. Der oben beschriebene Diagnosefall entspricht den Pfaden über die Defekte 2 bzw. 3 und Fehler 1. Es kann jedoch auch der Fall eintreten, dass aus einem Defekt keine weitere Zustandsverschlechterung resultiert. Jedoch ist auch in diesem Fall eine Diagnose gewünscht, da bereits durch den Defekt eine Einschränkung im Betrieb vorliegt. Eine weitere Möglichkeit ist die direkte Fehlerentwicklung. Hierbei ist eine frühzeitige Diagnose von entscheidender Bedeutung, so dass ein schwerwiegender Schaden am Betriebsmittel verhindert werden kann.

Das grundlegende Prinzip bei der Ermittlung von Diagnoseaussagen ist das inverse Auslesen der DaFA-Schemata. Das heißt es müssen die für den aktuellen Systemzustand relevanten Pfade beginnend von den Messverfahren über Fehler/Defekte hin zu den Teilkomponenten ermittelt werden. Dabei sind die Pfade relevant, an deren Beginn ein Messverfahren mit auffälligen Messwerten² steht. Das heißt, dem eigentlichen Diagnoseschritt ist immer die Auswertung/Interpretation der vorhandenen Messwerte vorgelagert.

2.3.1.2 Automatisierung

Für eine einfache Realisierung einer automatischen Ermittlung von Diagnoseaussagen müssen die technischen Zusammenhänge strukturiert vorliegen. Diese Forderung ist durch die graphbasierte Form der DaFA-Schemata erfüllt. Somit ist es zielführend auf Hilfsmittel zurückzugreifen, welche das direkte be- und verarbeiten der Graphen ermöglichen. Im aktuellen Vorhaben wird für die Entwicklung des Diagnosealgorithmus auf die Programmiersprache **Python** sowie das Paket *networkx* zurückgegriffen. Hierdurch ist es möglich die gesuchten Pfade direkt zu bestimmen und die in den Graph-Knoten hinterlegten Texte hinsichtlich der Diagnose auszuwerten bzw. aufzuarbeiten.

2.3.1.2.1 Vorverarbeitung der Graphen

Um die Graphen im *networkx*-Paket einlesen zu können, wurden diese zunächst aus dem verwendeten Grapheditor (**yEd**) als gml-Datei exportiert. Weiterhin kann das *networkx*-Paket nur Graphen mit eindeutigen Knotentexten verarbeiten. Daher ist bereits bei der Erstellung der DaFA-Schemata darauf zu achten, dass alle Knotentexte eindeutig sind. Somit müssen mehrfach vorkommende Knoten in einem Knoten mit mehreren Ein- und/oder Ausgängen zusammengefasst werden (siehe Abb. 2-3).

Bei der Erweiterung der DaFA-Schemata war die Einführung mehrfacher Knotenbezeichnungen für die Messverfahren jedoch nicht vermeidbar, da die Eignung der Messverfahren farblich gekennzeichnet wurde (siehe Unterabschnitt 2.3.2.1.1). Diese Vorgehensweise erleichtert das Lesen/Verstehen der DaFA-Schemata für Experten und steht

² Als auffällige Messwerte werden alle Werte betrachtet, die auf einen unnormalen Systemzustand hindeuten.

somit im direkten Zusammenhang mit den Anforderungen an die Diagnosewissensbasis. Daher ist eine Vorverarbeitung der DaFA-Schemata notwendig. Die Vorverarbeitung erfolgt durch ein gesondertes **Python**-Skript in dem die folgenden Schritte abgearbeitet werden:

1. Einlesen der gml-Datei als Text
 - a. Entfernen von Zeilenumbrüchen in Knotentexten
 - b. Identifizieren doppelter Knotentexte und erweitern dieser Texte durch entsprechende Nummerierung
 - c. Abspeichern des veränderten Textes als gml-Datei
2. Einlesen der gml-Datei mit *networkx*
3. Finden aller Knoten zu Messverfahren
4. Ersetzen gleicher Knoten
 - a. Erstellen eines neuen Ersatzknotens
 - b. Aufbau der Pfade zum neuen Knoten entsprechend der alten Knoten
 - c. Eintragen der Eignung des Messverfahrens im Pfad-Text
 - d. Löschen der alten Knoten
5. Abspeichern des angepassten DaFA-Schemas als neue gml-Datei

2.3.1.2.2 Auslesen der Diagnoseaussagen

Das gezielte Auslesen der Diagnoseaussagen erfolgt in einem gesonderten **Python**-Skript. Hierbei sind die Eingangsinformationen auffällige Messverfahren bzw. Fehleraussagen der einzelnen Messverfahren. Die gesuchten Diagnoseaussagen werden nach dem folgenden Schema ermittelt:

1. Einlesen der DaFA-Schemata als gml-Dateien mit *networkx*
2. Suchen aller Knoten zu den auffälligen Messverfahren
 - a. Beachten von durch Messverfahren identifizierte Fehler
3. Ermitteln aller Pfade ausgehend von Messknoten zur Hauptkomponente
4. Ausgeben der einzelnen Pfade bis zur betroffenen Teilkomponente

2.3.2 Priorisierung mittels Vertrauenswerten

Aufgrund der Vielzahl an Teilkomponenten, zugehörigen Fehlern/Defekten sowie Messverfahren im Transformator, ergeben sich für die fünf Hauptkomponenten umfangreiche DaFA-Schemata. Daher ergibt sich beim einfachen inversen Auslesen der DaFA-Schemata eine Vielzahl an Diagnoseaussagen. Um die vielen Diagnosemöglichkeiten zu priorisieren ist eine Bewertung der einzelnen Aussagen notwendig. Zu diesem Zweck werden die Vertrauenswerte *cf* (**c**onfidence - **V**ertrauen) eingeführt. Für den Wertebereich von Vertrauenswerten, welche durch Experten bestimmt werden, gilt:

$$-1 \leq cf \leq 1 \quad (2-1)$$

Dabei hat die Wertebereichsbegrenzung den Sinn einen geeigneten Bewertungsmaßstab für die Experten zu liefern. Grundlegend wird für Aussagen mit Vertrauenswerten im Bereich Null angenommen, dass diese nicht zutreffen. Für Zahlenwerte im Bereich eins ist davon auszugehen, dass die zugehörigen Aussagen zutreffen. Negative Werte bedeuten, dass das Gegenteil einer Aussage zutrifft. Wichtig hierbei ist, dass aufgrund eines Vertrauenswertes **nicht** auf die Wahrscheinlichkeit einer Aussage geschlossen werden kann. Der Vertrauenswert ist im aktuellen Vorhaben ein Werkzeug zur Bewertung und Priorisierung im Bereich der Diagnose.



2.3.2.1 Gliederung der Vertrauenswerte

Der resultierende Vertrauenswert zu einer Diagnoseaussage³ $cf_{Diagnose}$ wird anhand verschiedener Einzelvertrauenswerte ermittelt. Im Folgenden werden die verschiedenen Einzelvertrauenswerte vorgestellt. Verfahren zur Ermittlung der resultierenden Vertrauenswerte werden in Abschnitt 2.4 erläutert.

2.3.2.1.1 Vertrauenswerte zur Bewertung von Messverfahren

Nicht alle Messverfahren sind für die Diagnose einzelner Fehler gleichwertig geeignet. Um diesem Umstand gerecht zu werden, ist es notwendig die Eignung eines Messverfahrens zur Diagnose eines spezifischen Fehlers durch einen gesonderten Vertrauenswert $cf_{EignungMV}$ zu bewerten. Im Anhang 8 des CIGRE Guides 227 [2] ist eine Übersicht zu möglichen Fehlern in einzelnen Transformatorbestandteilen sowie der Zuordnung von Messverfahren zur Detektion dieser Fehler aufgeführt. Zusätzlich ist zu jedem Messverfahren eine Bewertung zur „Interpretierbarkeit bzw. Sensitivität“, also zur Diagnoseeignung, angegeben. Die Bewertung erfolgt nach dem Schulnoten-System. Hierbei steht eine eins für eine gute Identifikation und eine sechs bezeichnet Messverfahren, welche lediglich als ergänzende Test geeignet sind [2]. Mit Hilfe dieser Übersicht wurden die bestehenden DaFA-Schemata erweitert. Die durchgeführten Erweiterungen umfassen:

- Ergänzung von möglichen Fehlern sowie die Zuordnung zu Teilkomponenten
- Ergänzung von Messverfahren sowie die Zuordnung zu Fehlern
- Einfügen der Bewertung aller Messverfahren hinsichtlich der Diagnoseeignung

Für eine gute Lesbarkeit wurde die Bewertung der Messverfahren mit Hilfe der Farbe der jeweiligen Graph-Knoten abgespeichert. Abb. 2-4 zeigt die Zuordnung der vom CIGRE Guide vorgeschlagenen Bewertungen zur Farbcodierung sowie zu den entsprechenden Vertrauenswerten $cf_{EignungMV}$. Die Festlegung der Vertrauenswerte erfolgte nach den folgenden Annahmen:

- Das beste mögliche Ergebnis wird mit eins bewertet.
- Das schlechteste mögliche Ergebnis darf nicht null sein⁴.
- Eine gleichmäßige/symmetrische Verteilung der Vertrauenswerte ist sinnvoll.
- Wenn keine Bewertung bekannt ist, wird ein mittlerer Vertrauenswert von 0,5 vorgegeben.

³ Als Diagnoseaussage wird die Kombination einer Teilkomponente mit einem Fehler/Defekt aufgefasst.

⁴ Eine null entspricht einem von vornherein festgelegten Ausschluss der betroffenen Verfahren. Es müssen jedoch alle verfügbaren und in der Praxis eingesetzten Verfahren berücksichtigt werden.

1	Gute Identifikation	cf = 1,0
2	Ausreichende Identifikation	cf = 0,9
3	Grobe Identifikation Gute Detektion	cf = 0,75
4	Ausreichende Detektion	cf = 0,5
5	Grobe Detektion	cf = 0,25
6	Ergänzender Test	cf = 0,1
	Keine Bewertung	cf = 0,5

Abb. 2-4: Einordnung verschiedener Messverfahren zur Diagnoseeignung nach CIGRE Guide 227 und Bezug zum Vertrauenswert $cf_{EignungMV}$

2.3.2.1.2 Vertrauenswerte zur Interpretation von Messverfahren

Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass die Interpretation der Messwerte hinsichtlich der Detektion vorhandener Fehler nicht immer eindeutig ist. Bekannte Beispiele hierzu sind

- die Auswertung der FRA-Kurven („Wann unterscheiden sich die Frequenzgänge?“) oder
- die vielfältigen DGA Verfahren.

Aus diesem Grund ist es zielführend auch für die Interpretation der Messwerte einen Vertrauenswert $cf_{InterpretationMW}$ einzuführen. Weiterhin ist hierbei die Ausschöpfung des kompletten Wertebereichs der Vertrauenswerte sinnvoll. Dabei ist der Vertrauenswert zur Interpretation der Messwerte wie folgt festzulegen:

- $cf_{InterpretationMW} = -1$: Messwerte zeigen eindeutig, dass sich der Transformator in einem Ordnungsgemäßen Zustand befindet.
 - Negative Vertrauenswerte widersprechen einer Diagnoseaussage.
- $cf_{InterpretationMW} = 1$: Messwerte zeigen eindeutig, dass sich der Transformator in einem auffälligen/fehlerhaften Zustand befindet.
 - Positive Vertrauenswerte bestätigen eine Diagnoseaussage.
- $cf_{InterpretationMW} = 0$: Es liegen keine Messwerte zum Verfahren vor oder die Messwerte sind nicht auswertbar.
- $|cf_{InterpretationMW}| < 1$: Die Interpretation der Messwerte ist mit Unsicherheiten behaftet.

2.3.2.1.3 Vertrauenswert zur Bewertung der Diagnoseaussage für ein Messverfahren

Um eine Diagnoseaussage für ein Messverfahren zu ermitteln, müssen die Vertrauenswerte $cf_{EignungMV}$ und $cf_{InterpretationMW}$ in einem Vertrauenswert $cf_{DiagnoseMV}$ zusammengeführt werden. Damit das Zusammenführen nachvollziehbar ist, muss dies mit einfachen mathematischen Operationen erfolgen. Daher ist hierzu die Addition oder die Multiplikation geeignet. Sowohl die Subtraktion als auch die Division machen aus Sicht



des Diagnosevorganges keinen Sinn. Durch die Bewertung negativer Vertrauenswerte als Widerspruch, ist die Bedeutung negativer Zahlenwerte klar definiert. Daher entfällt die Subtraktion. Die Division führt durch den festgelegten Wertebereich kleiner eins dazu, dass der resultierende Vertrauenswert umso größer wird, desto kleiner der Vertrauenswert im Nenner ist. Dies ist nicht plausibel, da für kleinere Vertrauenswerte bei Eignung der Messverfahren oder Interpretation der Messwerte auch der Vertrauenswert der zugehörigen Diagnoseaussage kleiner werden muss. Die resultierenden Vertrauenswerte zu einer Diagnoseaussage für die beiden relevanten Rechenoperationen im Wertebereich null bis eins sind in Abb. 2-5 dargestellt.

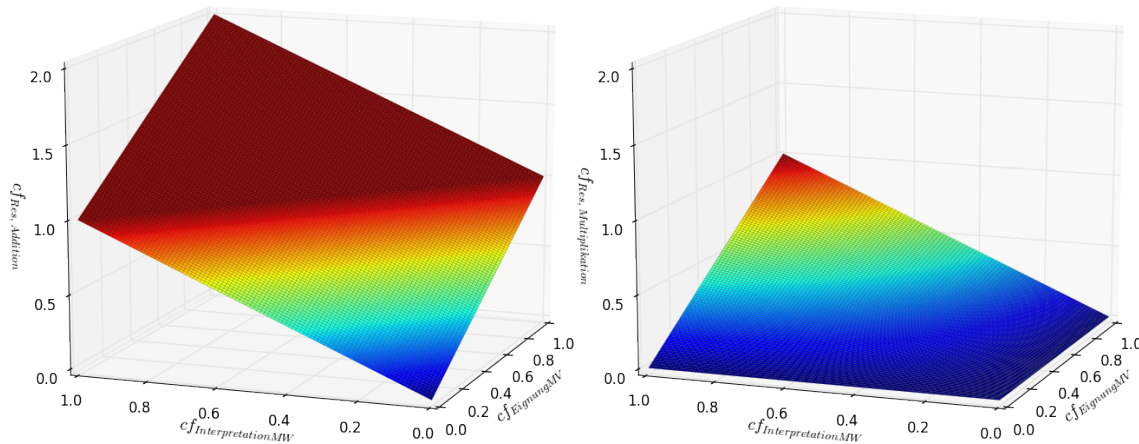


Abb. 2-5: Berechnung von $cf_{DiagnoseMV}$ im Wertebereich null bis eins durch Addition (links) und Multiplikation (rechts)

Durch Addition der Vertrauenswerte für die Eignung des Messverfahrens und für die Interpretation der Messwerte ergibt sich erwartungsgemäß ein lineares Kennfeld. Hieraus ergeben sich zwei Nachteile:

1. Der Vertrauenswert $cf_{DiagnoseMV}$ ist ein Eingangsparameter für den Diagnosealgorithmus. Daher sollen diese Werte innerhalb des festgelegten Bewertungsmaßstabes liegen. Da der Maximalwert des resultierenden Vertrauenswertes bei Addition zwei beträgt, ist eine entsprechende Korrektur notwendig. Dies führt dazu, dass alle Einzelvertrauenswerte oberhalb der Ebene $cf_{Res, Addition} = 1$ keinen Einfluss mehr auf den resultierenden Vertrauenswert haben⁵.
2. Selbst wenn ein Einzelvertrauenswert mit null bewertet wird, weil z.B. keine Messwerte vorliegen oder diese nicht interpretierbar sind, sind für den resultierenden Vertrauenswert Ergebnisse von größer null möglich.

Diese Nachteile verdeutlichen, dass auch die Addition in Hinblick auf die Diagnose nicht geeignet ist um den Vertrauenswert zur Diagnoseaussage eines Messverfahrens zu ermitteln. Bei der Multiplikation treten die Nachteile der Addition nicht auf. Aus Sicht der Diagnose ist die Multiplikation so zu interpretieren, dass die Eignung des Messverfahrens zur Diagnose eines speziellen Fehlers als Wichtungsfaktor berücksichtigt wird. Somit ist die Multiplikation technisch sinnvoll zu interpretieren. Daher wird der Vertrauenswert zu einer Diagnoseaussage für ein Messverfahren wie folgt ermittelt:

$$cf_{DiagnoseMV} = cf_{EignungMV} \cdot cf_{InterpretationMW} \quad (2-2)$$

⁵ Aus Sicht dieser Variante ist $cf_{EignungMV} = 0,5$ & $cf_{InterpretationMW} = 0,5$ gleichwertig zu $cf_{EignungMV} = 1$ & $cf_{InterpretationMW} = 1$.

2.3.2.1.4 Gesamtvertrauenswert zu einer Diagnoseaussage

Der Gesamtvertrauenswert zu einer Diagnoseaussage cf_{ges} ergibt sich durch Zusammenfassen der entsprechenden Einzelvertrauenswerte der verschiedenen Messverfahren $cf_{DiagnoseMV}$. Nach welchen Methoden der Gesamtvertrauenswert ermittelt werden kann, wird im Abschnitt 2.4 erläutert.

Unabhängig vom Berechnungsverfahren für die Gesamtvertrauenswerte gilt die Eingrenzung auf den Wertebereich ± 1 nicht. Denn Hauptziel der Vertrauenswerte ist eine Priorisierung der Diagnoseaussagen. Somit entspricht die Beschneidung des Wertebereichs der Berechnungsergebnisse ein künstliches kürzen vorhandener und notwendiger Informationen. Dies würde in Fällen, bei denen viele Diagnosemessungen vorliegen, zu vielen verschiedenen Diagnoseaussagen mit einem Vertrauenswert von 1 führen. Dadurch wird eine finale Diagnose erschwert und nicht erleichtert. Wird dagegen der Wertebereich der **resultierenden** Vertrauenswerte nicht eingeschränkt, ist eine Sortierung aller Diagnoseaussagen mit $cf_{ges} \geq 1$ möglich. Somit wird der vorhandene Informationsvorteil durch eine große Messinformation ausgenutzt. Eine Normierung auf den maximal auftretenden Vertrauenswert bringt keinen Mehrwert, da hierbei die resultierenden Ergebnisse nur anders skaliert dargestellt werden.

2.4 Ermittlung eines Gesamtvertrauenswertes

Bisher wurden die notwendigen Voraussetzungen zur Diagnose von Transformatoren geschaffen: Die wesentlichen technischen Zusammenhänge sind in den DaFA-Schemata zusammengefasst und mit den Gesamtvertrauenswerten wird ein Werkzeug zur Priorisierung vielfältiger Diagnoseaussagen bereitgestellt. Zur Diagnosefindung fehlt noch ein Verfahren, welches anhand der Interpretation vorliegender Messwerte priorisierte Diagnoseaussagen ermittelt. Hierzu wird im folgenden Abschnitt zunächst ein Ansatz basierend auf der Entscheidungstheorie untersucht. Anschließend wird eine Methode zum direkten Auslesen entwickelt.

2.4.1 Anwendung der Entscheidungstheorie bei der Diagnose

2.4.1.1 Grundlagen der Entscheidungsfindung mittels Ergebnismatrix

Die Entscheidungstheorie befasst sich mit der Entscheidungsfindung u. a. zu komplexen wirtschaftlichen Prozessen. Hierbei treten auch Situationen mit unsicheren Randbedingungen auf. Somit gibt es eine Analogie zum Diagnoseprozess. Daher erscheint es zielführend zu prüfen, ob die Methoden der Entscheidungstheorie für die Diagnose von Transformatoren anwendbar sind.

Bevor ein Verfahren der Entscheidungstheorie zur Diagnose von Transformatoren angewendet werden kann, müssen die wesentlichen Begriffe definiert werden. Die Entscheidungsfindung erfolgt anhand eines Entscheidungsmodells. In Abb. 2-6 ist der Aufbau eines solchen Modells dargestellt. Somit kann der Entscheidungsprozess als Anwendung von Entscheidungsregeln auf ein Entscheidungsfeld interpretiert werden. Dabei sind die Handlungsalternativen die variablen Möglichkeiten zwischen denen der Entscheider auswählen kann. Die vom Entscheider nicht beeinflussbaren Randbedingungen werden durch die Umweltzustände abgebildet. Um die Konsequenz einer Entscheidung bewerten zu können, werden Ergebniswerte berechnet. Wobei die Berechnung von den Zielen⁶ des Entscheiders abhängt. Die tatsächlich eintretende Konsequenz ergibt

⁶ Diese Zielvorgaben werden auch bei den Entscheidungsregeln umgesetzt.



sich aus der gewählten Handlungsalternative sowie dem sich einstellenden Umweltzustand. [3]

Ist der bei einer Entscheidung eintretende Umweltzustand bekannt, handelt es sich um eine Entscheidung bei Sicherheit. Demzufolge handelt es sich um eine Entscheidung bei Unsicherheit, wenn die Entscheidungsfindung bei nicht bekannter Umweltsituation getroffen wird. Weiterhin kann die Entscheidung bei Unsicherheit je nach Kenntnis zu den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Umweltsituationen aufgeteilt werden [3]:

- Entscheidung bei Risiko: Eintrittswahrscheinlichkeiten sind bekannt
- Entscheidung bei Unsicherheit⁷: Eintrittswahrscheinlichkeiten sind nicht bekannt

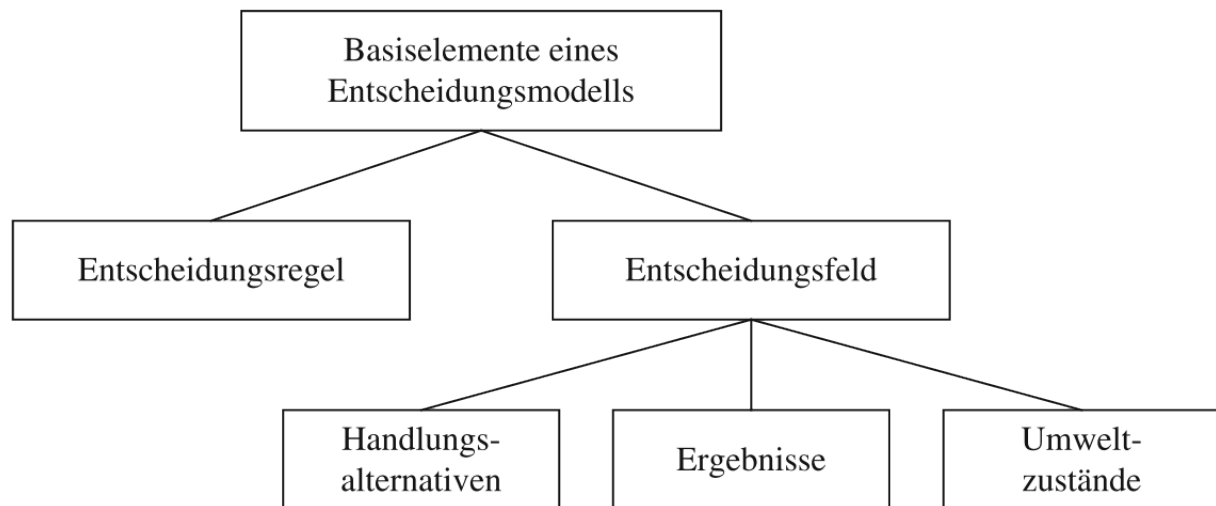


Abb. 2-6: Wesentliche Komponenten eines Entscheidungsmodells [3]

Eine Möglichkeit alle Elemente des Entscheidungsfeldes zusammengefasst darzustellen bietet die Ergebnismatrix. Tab. 2-1 zeigt den Aufbau einer solchen Matrix. Die Auswahl einer Handlungsalternative erfolgt durch Auswertung/Vergleich der einzelnen Ergebniswerte nach bestimmten Regeln. Dabei sind die wichtigsten Entscheidungsregeln bei Unsicherheit [3]:

- **Maximin-Regel:** Zu jeder Alternative wird das ungünstigste Ergebnis gesucht, es wird die Aktion gewählt bei der das ungünstigste Ergebnis maximal ist ($\max_i(\min_j e_{ij})$).
- **Maximax-Regel:** Zu jeder Alternative wird das günstigste Ergebnis gesucht, es wird die Aktion gewählt bei der das günstigste Ergebnis maximal ist ($\max_i(\max_j e_{ij})$).
- **Hurwicz-Regel:** Die Auswahl erfolgt nach Wichtung zwischen Minimax-Regel und Maximax-Regel
 $(\lambda \cdot \max_i(\max_j e_{ij}) + (1 - \lambda) \cdot \max_i(\min_j e_{ij}))$.
- **Savage-Niehans-Regel:** Für die Entscheidung wird der Verlust im Vergleich zum besten Ergebnis (Bedauernswert) betrachtet. Dazu muss zu jeder Situation der maximale Gewinn gesucht und anschließend zu jeder Alternative die Differenz zu diesem ermittelt werden. Es wird die Aktion mit dem kleinsten Bedauernswert gewählt ($\min_i(\max_j(\Delta e_{ij}))$).

⁷ Für die Diagnose ist dieser Entscheidungsprozess zu erwarten.

- **Laplace-Regel:** Es wird angenommen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit für jede Situation gleich ist. Es wird die alternative mit dem größten Erwartungswert gewählt ($\max_i (\varphi_{a_i} = \frac{1}{n} \sum_{j=0}^n e_{ij})$).

Tab. 2-1: Prinzipieller Aufbau der Ergebnismatrix eines Entscheidungsmodells

		Umweltzustände		
		s_j	...	s_n
Handlungs- alternativen	a_i	e_{ij}	...	e_{in}
	\vdots	\vdots	\ddots	\vdots
	a_m	e_{mj}	...	e_{mn}

2.4.1.2 Bezug zur Diagnose

Um die Entscheidungstheorie auf die gegebene Diagnoseaufgabenstellung anwenden zu können, muss zunächst das entsprechende Entscheidungsfeld festgelegt werden. Dazu muss zunächst die Frage geklärt werden, wann eine Entscheidungssituation auftritt. Dies ist der Fall, wenn nicht alle Messwerte eindeutig interpretierbar sind. Das bedeutet, die Umweltzustände werden durch die Interpretation der Messwerte und der damit im Zusammenhang stehenden Messverfahren bestimmt. Die Interpretation der Messwerte wird zunächst binär aufgeteilt. Demnach gibt es Messwerte anhand derer gesagt werden kann, der Transformator ist in Ordnung (Wert null) und andere Messwerte welche auf Auffälligkeiten im Transformator hindeuten (Wert eins). Somit ist ein Umweltzustand ein Vektor aus binär-Werten. Wobei jeder Wert für die Interpretation von Messwerten eines Messverfahrens steht. Beispielhaft kann ein Vektor mit drei Messverfahren wie folgt aussehen:

$$s_j = 101 \quad (2-3)$$

Dieser Vektor bedeutet, dass die Messverfahren eins und drei auf Auffälligkeiten im Transformator hinweisen. Das Messverfahren zwei zeigt an, dass alles im Transformator in Ordnung ist. Mehrere Umweltsituationen treten auf, wenn ein Messverfahren nicht eindeutig interpretierbar ist. In diesem Fall müssen beide Zustände des Messverfahrens bei der Entscheidungsfindung Berücksichtigung finden. Wenn im oben aufgeführten Beispiel das dritte Messverfahren nicht interpretierbar ist, ergeben sich die folgenden Situationen:

$$s_0 = 100; s_1 = 101 \quad (2-4)$$

Mit steigender Anzahl an nicht sicher interpretierbaren Messverfahren, nimmt die Anzahl der möglichen Umweltsituationen exponentiell zu.

In Bezug auf die Diagnose sind die Handlungsalternativen des Entscheidungsmodells keine wirklichen Handlungen, sondern mögliche Fehler im Transformator. Damit der Handlungsraum des Entscheidungsmodells nicht zu groß wird, werden jedoch nicht die einzelnen Fehler, sondern die mit den Fehlern im Zusammenhang stehenden Teilkomponenten betrachtet. Ein solches Entscheidungsmodell liefert somit Aussagen zu fehlerhaften Teilkomponenten eines Transformators.



Die Ergebniswerte werden durch Auslesen aus den DaFA-Schemata bestimmt. Dabei wird für jedes auffällige Messverfahren gezählt, wie viele detektierbare Fehler (Einzelpfade im Graphen) auf eine Teilkomponente verweisen. Der resultierende Ergebniswert ergibt sich als Summe aller Pfade, welche von allen auffälligen Messverfahren auf eine Teilkomponente verweisen. Zusätzlich werden die Einzelpfade je nach Eignung des Messverfahrens zur Detektion des aktuell betrachteten Fehlers gewichtet. Dabei werden die Vertrauenswerte $cf_{EignungMV}$ als Wichtungsfaktoren angewendet.

Eine Sortierung der fehlerhaften Teilkomponenten wird durch Anwenden der Entscheidungsregeln bei Unsicherheit ermittelt. Dabei sind die zuerst aufgeführten Teilkomponenten genauer zu untersuchen, da diese aufgrund aller vorliegenden Messwerte mit den meisten Fehlermöglichkeiten in Verbindung zu bringen sind.

Da im aktuell betrachteten Diagnosefall nicht alle Messwerte eindeutig interpretiert werden können, basiert das resultierende Ranking auf Annahmen wie Messverfahren zu interpretieren sind (Transformator in Ordnung oder auffällig). Daher ist es zielführend einen Vertrauenswert $cf_{Diagnose,Teilkomponente}$ zu jeder Teilkomponente in Abhängigkeit der Anzahl an Messverfahren, welche nicht eindeutig interpretierbar sind, zu bestimmen. Zusätzlich muss bei der Berechnung des Vertrauenswertes auch die Eignung des Messverfahrens zur Diagnose eines bestimmten Fehlers/Defekts berücksichtigt werden. Der Vertrauenswert $cf_{Diagnose,Teilkomponente}$ muss mit jedem nicht sicher interpretierbaren Messverfahren, welches an der Diagnose einer Teilkomponente beteiligt ist abnehmen. Um eine zu starke Abnahme des Vertrauenswertes bzw. negative Werte zu vermeiden, wird eine Multiplikative Verknüpfung als Berechnungsgrundlage gewählt. Durch einen Abnahmefaktor $f_A = 0 \dots 1,0$ wird eine spätere Parametrierung der Berechnung und somit ein Anpassen an neue Erkenntnisse ermöglicht. Mit dem Vertrauenswerten zur Eignung der Messverfahren $cf_{EignungMV}$ als Wichtungsfaktoren wird f_A über Multiplikation reduziert. Je wichtiger das nicht sicher interpretierbare Verfahren bei der Diagnose einer Teilkomponente ist (d.h. umso größer $cf_{EignungMV}$ ist) desto stärker muss die Reduktion von $cf_{Diagnose,Teilkomponente}$ ausfallen. Somit ergibt sich über die Menge der nicht sicher zu interpretierbaren Messverfahren die folgende Berechnungsvorschrift für den Vertrauenswert:

$$cf_{Diagnose,Teilkomponente,neu} = cf_{Diagnose,Teilkomponente,alt} \cdot (1 - f_{wMV} \cdot f_A) \quad (2-5)$$

2.4.2 Direktes auslesen von Diagnoseaussagen aus DaFA-Schemata

Ein wesentlicher Nachteil der Ergebnismatrixbasierten Diagnosemethode sind die binären Interpretationen der Messwerte. Durch die Vertrauenswerte liegt eine genaue Abschätzung des Experten zur Aussagesicherheit bezüglich jeder Messwertinterpretation vor. Diese Zusatzinformation muss zugunsten der Anwendbarkeit der Entscheidungstheorie verworfen werden. Daher ist es zielführend ein neues Verfahren zu entwerfen, welches auf den Diagnosevorgang zugeschnitten ist und daher alle verfügbaren Informationen nutzen kann.

Durch die DaFA-Schemata sind die für eine Diagnose relevanten, technischen Zusammenhänge bereits erfasst. Somit bietet es sich an diese Zusammenhänge anhand der inversen Graphen auszulesen. Demnach bilden die Messwerte bzw. die Interpretation der Messwerte die Eingangsgrößen für den Diagnoseprozess. Weiterhin ist es sinnvoll mit einem Diagnosealgorithmus das Vorgehen von Experten nachzuahmen. Ein Experte wird sich die vorhandenen Messdaten nacheinander ansehen. Dabei wird er anhand der ersten Daten eine Fehlervermutung haben. Um diese Vermutung zu bestätigen wird sich der Experte anschließend die nächsten Daten ansehen. Dieses Vorgehen wird so oft wiederholt, bis

- ein Fehler ausgeschlossen oder
- ein Fehler detektiert werden kann oder
- keine Messinformationen mehr vorliegen.

Ein Algorithmus zum direkten Auslesen, welcher dieses Expertenvorgehen nachahmt, ist wie folgt aufgebaut⁸:

1. Betrachten des Vertrauenswertes $cf_{InterpretationMW}$ zum ersten Messwert/Messreihe.
 - Eine Liste zu Diagnoseaussagen wird erstellt. Der Vertrauenswert zu jeder Diagnoseaussage $cf_{Diagnose}$ ergibt sich aus der der Eignung des Messverfahrens sowie dem Vertrauenswert zur Interpretation der Messwerte (siehe Gleichung (2-6)).
2. Prüfen ob weitere Messdaten zur Verfügung stehen.
 - a. Ja: Gehe zu 3.
 - b. Nein: Gehe zu 4.
3. Betrachten der nächsten Messreihe bzw. deren Auswertung.
 - Bestätigung vorhandener Diagnoseaussagen (entsprechende $cf_{Diagnose}$ müssen vergrößert werden).
 - Widerspruch zu vorhandenen Diagnoseaussagen (entsprechende $cf_{Diagnose}$ müssen verkleinert werden).
 - Keine neue Erkenntnis zu vorhandenen Diagnoseaussagen (entsprechende $cf_{Diagnose}$ bleiben unverändert).
 - Es kommen neue Diagnoseaussagen mit entsprechenden Vertrauenswerten hinzu (siehe Punkt 1).
4. Prüfen ob eine gesicherte Diagnoseaussage möglich ist.
 - a. Ja: Diagnose kann erstellt werden.
 - b. Nein: Identifizieren notwendiger Messungen um sichere Diagnose zu erstellen.
5. Durchführen und Auswerten der zusätzlichen Messung.
6. Gehe zu 2.

Um die im dritten Punkt des Diagnosealgorithmus „direktes Auslesen“ benannten Fälle in der Berechnung eines Vertrauenswertes zu einer Diagnoseaussage nachzubilden, ist die folgende Gleichung geeignet:

$$cf_{Diagnose,neu} = cf_{Diagnose,alt} + cf_{EignungMV} \cdot cf_{InterpretationMW} \cdot f_A \quad (2-6)$$

Somit ergibt sich der Vertrauenswert zu einer Diagnoseaussage durch die iterative Berechnung über alle verfügbaren Messdaten. Dabei wird der Startwert zu jeder Diagnoseaussage beim ersten Auftreten der Aussage ermittelt. Anschließend erfolgt die Modifikation nach Gleichung (2-6). Wie Eingangs dieses Abschnittes bereits erläutert, wird der finale Vertrauenswert einer Diagnoseaussage nicht im Wertebereich begrenzt um die Priorisierung verschiedener Diagnoseaussagen zu verbessern. Die Änderung des Vertrauenswertes hängt von verschiedenen Faktoren ab:

⁸ Die Auswertung der Messwerte und das Festlegen der Vertrauenswerte $cf_{InterpretationMW}$ ist dem Diagnoseschritt vorgelagert.



- Aussage der Messwertinterpretation bestimmt über Zuwachs (bei Bestätigung) oder Abnahme (bei Widerspruch) durch das Vorzeichen des entsprechenden Vertrauenswertes $cf_{\text{InterpretationMW}}$.
- Die Änderungsstärke hängt sowohl von der Aussagequalität zur Messwertinterpretation (Betrag von $cf_{\text{InterpretationMW}}$) als auch von der Eignung des Messverfahrens zur Detektion des aktuell betrachteten Fehlers (Betrag von $cf_{\text{EignungMV}}$).
- Über den Anpassungsfaktor f_A kann der Änderungsvorgang beeinflusst werden. Dies lässt für die Entwicklung genauere Untersuchungen zum Verhalten des Diagnosealgorithmus zu. Im Idealfall ergeben sich die besten Diagnoseergebnisse für $f_A = 1$, da in diesem Fall der resultierende Vertrauenswert allein von den Experteneinschätzungen abhängt.

2.4.2.1 Identifikation weiterer benötigter Messungen

Da für den Vorschlag weiterer Messverfahren ein möglichst einfacher Algorithmus verwendet werden soll, ist die Umsetzung der Entscheidungstheorie nicht zielführend. Vielmehr ist es ausreichend die in den DaFA-Schemata vorhandene Information zielgerichtet auszulesen und übersichtlich darzustellen. Hierzu muss zunächst eine geeignete sowie interaktive Darstellung der Diagnoseergebnisse erfolgen.

2.4.2.1.1 Interaktive Darstellung der Diagnoseergebnisse

Jedes Diagnoseergebnis besteht aus den folgenden Elementen:

1. Betroffene Hauptkomponente des Transformators
2. Betroffene Teilkomponente der Hauptkomponente
3. Zugehöriger Fehler
4. Vertrauenswert für die aktuelle Diagnose

Da durch eine Diagnoseberechnung mehrere Diagnoseergebnisse ermittelt werden, ist das Gesamtergebnis eine nach den resultierenden Vertrauenswerten sortierte Liste der Einzelergebnisse. Diese Darstellungsform veranschaulicht einem Experten die Gesamtsituation am Transformator in Abhängigkeit der vorhandenen Eingangsinformationen. Jedoch sind die einzelnen Ergebnisse nicht direkt nachvollziehbar⁹. Um diesem Nachteil entgegenzuwirken, muss für die Softwareimplementierung die Auflistung aller Ergebnisse interaktiv sein. Diese Interaktivität muss zwei Funktionen enthalten:

- a. Hervorheben aller Diagnoseergebnisse einer gewählten Haupt- oder Teilkomponente
- b. Darstellen des Teilgraphen zur gewählten Diagnose

Punkt a dient lediglich dazu um dem Experten eine gute Übersicht zur Situation am Transformator zu geben sowie eine lokale Eingrenzung eines möglichen Fehlers zu erreichen. Der zweite Punkt b ermöglicht die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Diagnosen. Hierzu wird ein neuer Teilgraph aus allen an der Diagnose beteiligten Nodes bis zur Ebene der Haupt- oder Teilkomponente¹⁰ erstellt. Somit werden folgende Aspekte auf einem Blick ersichtlich:

- an der Diagnose beteiligte Messverfahren
- Eignung jedes Messverfahren zur jeweiligen Diagnose
- Beteiligung von Folgefehlern

⁹ Theoretisch ist die Nachvollziehbarkeit durch die DaFA-Schemata gegeben. Jedoch sind diese Graphen so komplex, dass ein Nachvollziehen aufwendig ist.

¹⁰ Je nach Wahl des Experten

2.4.2.1.2 *Vorschlag weiterer Messverfahren*

Die Teilgraphen der interaktiven Ergebnisdarstellung sind ein sehr gutes Mittel um dem Experten zusätzliche Messverfahren aufzuzeigen, welche geeignet sind eine Diagnosevermutung weiter zu verfolgen. Hierzu müssen lediglich an die im Teilgraph vorhandenen Defekt- und Fehler-Nodes die Messverfahren ergänzt werden, für welche bisher keine Eingangsdaten vorliegen. Für eine bessere Übersichtlichkeit wird dabei zusätzlich eine andere Darstellungsweise, z.B. gestrichelte Linien gewählt. Außerdem muss das Einblenden der weiteren Messverfahren optional bleiben, so dass die Teilgraphen je nach Anwendersituation auf die jeweilig notwendige Information begrenzt werden.



3 Gesamtzustand mittels Health-Index

Wenn sich ein Transformator im Normalbetrieb befindet und alle Routinemessungen unauffällig sind, ist das Durchführen einer Diagnose nicht zielführend. Dennoch ist der Zustand des Gesamtsystems in Hinblick auf die Planung von Instandsetzungsarbeiten oder auf die Abschätzung der Zuverlässigkeit von Bedeutung. Eine gebräuchliche Methode zur zusammenfassenden Zustandsbewertung bieten Health-Index (HI) Verfahren. Um für das zu entwickelnde Diagnosewerkzeug geeignete HI Verfahren bereitstellen zu können, wurde zunächst der Stand zu Wissenschaft und Technik auf diesem Gebiet erfasst. Anschließend wurden alle identifizierten Verfahren verglichen und die für den Anwendungszweck vielversprechendsten zur Implementierung ausgewählt. Das Implementieren der Verfahren in einer Testumgebung erlaubte eine vertiefende Analyse jedes Verfahrens. Außerdem konnte so mit nur geringem Mehraufwand¹¹ der finale Code für das Diagnosewerkzeug an den Entwickler der HTWK übergeben werden. Dies verringert die Gefahr für Bugs, wie z.B. falsch übernommene Grenzwerte, bei der finalen Implementierung.

3.1 Literaturrecherche zu Health-Index Verfahren

Im Paper von ORTIZ ET AL. [4] wird das Verfahren von HERNANDA ET AL. [5] dem Ansatz von EN-WEN UND BIN [6] gegenübergestellt. Beiden HI Verfahren verwenden quantitativ erfassbare Bewertungsfaktoren für die Zustandsbestimmung. Das heißt, für diese Verfahren sind keine subjektiven Einschätzungen durch den Anwender erforderlich. Dies stärkt die Reproduzierbarkeit der Bewertungsergebnisse. Im Nachfolgenden werden zur Vereinfachung die jeweiligen HI Verfahren nach den Autoren der zugehörigen Veröffentlichung benannt. Somit wird das Verfahren von HERNANDA ET AL. mit HI_{HMANF} und das Verfahren von EN-WEN UND BIN als HI_{LS} bezeichnet. Für die Berechnung von HI_{HMANF} werden zunächst drei Sub-Indizes bestimmt. Dabei werden die chemischen und physikalischen Ölparameter (chemisch-physikalische Analyse - CPA), wie z.B. Durchschlagsfestigkeit, Verlustfaktor oder Farbe, die DGA sowie der Furangehalt berücksichtigt. Der resultierende HI_{HMANF} ergibt sich als gewichtete Summe der Sub-Indizes ([4], [5]). Für den HI_{LS} werden zunächst vier Sub-Indizes berechnet. Dabei werden der Zustand der Papierisolation, die DGA, CPA und zusätzlich das Alter sowie das Lastprofil des Transformators als Bewertungskriterien berücksichtigt. Auch der HI_{LS} wird als gewichtete Summe der Sub-Indizes bestimmt. Die Elemente der Summanden werden dabei nachvollziehbar durch die Autoren anhand der Messwerte festgelegt bzw. berechnet. Das Gesamtergebnis kann zusätzlich durch Wichtungsfaktoren in den Gleichungen der Sub-Indizes beeinflusst werden. EN-WEN UND BIN geben in ihrer Veröffentlichung sinnvolle Annahmen zur Festlegung der Gewichte an ([4], [6]). Durch die Wichtungsfaktoren wird eine Übertragbarkeit dieser Methode zwischen verschiedenen Transformatortypen ermöglicht. Jedoch ist eine adäquate Anpassung der Gewichte nur bei vorhandenem Expertenwissen oder eines geeigneten Datensatzes zielführend. Durch den vierten Sub-Index werden das Alter und die durchschnittliche Belastung des Transformators im resultierenden HI berücksichtigt. Hierbei wird ein exponentieller Ansatz zur Nachbildung der zeitlichen Entwicklung gewählt. Für die Angaben der Last sind grobe Angaben ausreichend. Weiterhin hängt der modellierte Alterungsprozess von einem Alterungsfaktor B ab. Dieser wird mittels einer erwarteten Lebenszeit für den jeweiligen Transformator

¹¹ Bei der Umsetzung in Python wurde auf weitgehende Kompatibilität zu C++, der Entwicklungssprache für das Diagnosewerkzeug, geachtet. Die Umsetzung des C++ Codes wurde durch ein speziell entwickeltes Parser-Skript weitgehend automatisiert.

sowie des für das Lebenszeitende festgelegten Wert für HI_{LS} berechnet. Für den Indexwert am Lebenszeitende wird 6,5 empfohlen. Basierend auf der inversen Lebensdauerkurve ist es möglich die verbleibende Lebenszeit für einen berechneten HI_{LS} sowie für den verwendeten Alterungsfaktor B zu bestimmen [6].

Der Grundgedanke von JAHROMI ET AL. für ihren HI_{JPCSF} ist: Um die Komplexität eines Transformators in der Zustandsbewertung abbilden zu können, müssen möglichst viele Zustandskriterien berücksichtigt werden. Insgesamt werden bei der HI Berechnung 24 verschiedene Kriterien herangezogen. Der erste Ansatz zu einer solchen umfassenden HI Berechnung wurde durch NADERIAN ET AL. in [7] publiziert. In der ersten Version wurden noch 20 Zustandskriterien berücksichtigt. In jedem Fall wird für jedes Kriterium eine Einzelbewertung im Bereich A (sehr gut) bis E (schlecht) ermittelt und anschließend gewichtet im HI_{JPCSF} zusammengefasst. Liegen für eine Transformatorenflotte ausreichend Kenntnisse vor, ist auch das Anpassen der durch die Autoren vorgeschlagenen Wichtungsfaktoren möglich. Eine Besonderheit des Verfahrens ist, dass ein Teil der Zustandskriterien auf den Stufenschalter bezogen ist. Der Anteil des Stufenschalters am Gesamt-HI beträgt 40% [8]. Weitere Besonderheiten des Verfahrens sind [8]:

- Werden bei den gelösten Gasen in aufeinanderfolgenden Messungen erhöhte Gasbildungsraten festgestellt, so ist dies ein Hinweis auf einen Fehler im Transformator
 - Daher wird empfohlen den resultierenden HI_{JPCSF} zu reduzieren, wenn
 - Anstieg der Gaskonzentrationen von mehr als 30% über drei aufeinanderfolgende Messungen
 - Anstieg der Gaskonzentrationen von mehr als 20% über fünf aufeinanderfolgende Messungen
 - Höhe der Reduktion wird nicht vorgeschlagen
- Für die Bestimmung des Kriteriums der Ölqualität sind Grenzwerte für gebrauchtes Öl angegeben
 - Es wird nicht empfohlen diese Werte auf neues Öl anzuwenden
- Sind keine Daten zur Furananalyse verfügbar oder ist eine Furananalyse nicht aussagekräftig (nach Regenerierung oder Austausch des Öls), dann kann der Parameter zur HI Berechnung anhand des Transformatoralters bestimmt werden
- Um subjektive Einflüsse bei entsprechenden Parametern (z.B. Zustand des Tanks) zu vermeiden, wird die Beurteilung zum HI anhand der Anzahl an Wartungsaufträgen bezüglich der betroffenen Komponente durchgeführt

Weiterhin weisen die Autoren auf die Möglichkeit hin, dass bei einer statistisch gesicherten Datenbasis die Möglichkeit besteht, einen Zusammenhang zwischen dem berechneten HI und der Ausfallrate zu bestimmen [8]. Diese Aussage kann für viele HI Verfahren verallgemeinert werden. Der Grund für die geringe Verbreitung solcher Zusammenhänge ist, dass hierzu oft zu wenig Daten bezüglich ausgefallener Transformatoren verfügbar sind. Außerdem sind solche Modelle auf die Transformatorenflotten begrenzt, von für welche die Daten erhoben wurden.

Eine Weiterentwicklung vom HI_{JPCSF} wird durch GORGAN ET AL. in [9] präsentiert. Kern ist dabei das Ergänzen weiterer Zustandskriterien. Aber auch die Bewertung jedes Kriteriums wird detailliert analysiert. Darüber hinaus stellen GORGAN ET AL. die Anwendung des Verfahrens an ausgewählten Beispielen in [10] vor. Darüber hinaus wird in diesem Paper das Zurückschließen auf eine Fehlerwahrscheinlichkeit sowie die Abschätzung der Lebensdauer diskutiert.



Ein zum HI_{JPCSF} sehr ähnlicher Ansatz wurde durch HAEMA UND PHADUNGTHIN publiziert [11], [12]. Trotz der inhaltlichen Nähe konnte jedoch kein direkter Zusammenhang zu den vorher betrachteten Verfahren erkannt werden. Daher wurde auch der HI_{HP} genauer analysiert. Die einzelnen Verfahren unterscheiden sich in den zur Zustandsbewertung verwendeten Kriterien.

Einen rein datenbasierten HI Ansatz stellen VAHIDI UND ZEINODDINI-MEYMAND in ihrer Publikation [13] vor. Bei der Zusammenstellung der Datenbasis wurde auf eine breite Auswahl verschiedener Transformatoren geachtet. Die einzelnen Transformatoren unterscheiden sich in Betriebs- und Umgebungsbedingungen, durch verteilte Standorte und Einsatzgebiete (Kraftwerke, chemische Industrie, Stahlindustrie). Weiterhin wurden die folgenden Zustandskriterien für jeden Transformator berücksichtigt: Durschlagspannung, Verlustfaktor (des Öls) bei $90^{\circ}C$, Säuregehalt, Oberflächenspannung des Öls, Wassergehalt des Öls bei $20^{\circ}C$, Wasseranteil in Papierisolation, Furangehalt, Konzentration gelöster Gase im Öl, Prozent der ökonomischen Lebenszeit, Faktor beschleunigter Alterung. Die Datenbasis bestand insgesamt aus 226 Transformatoren. Wobei 80% zum Training von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) sowie von adaptiven neuro-fuzzy Inferenzsystemen (ANFIS) verwendet wurden. Die restlichen 20% dienten zum Test der trainierten Modelle. Als Referenz für die Zustandsbewertung der Transformatoren wurden Expertenbewertungen verwendet [13]. Wie für alle datenbasierten Ansätze muss bei dem Verfahren nach VAHIDI UND ZEINODDINI-MEYMAND kritisch hinterfragt werden, ob die Betriebsbedingungen der Zielflotte mit den Randbedingungen der Transformatoren, welche die Grundlage für das Training der Verfahren bilden, vergleichbar sind. Weitere Beispiele zu datenbasierten HI Verfahren sind in den folgenden Veröffentlichungen zu finden: [14], [15], [16], [17].

Ebenfalls einen datenbasierten Ansatz, jedoch mit einer anderen Motivation, haben ASHKEZARI ET AL. in [18] vorgestellt. Ziel der Untersuchung war es die Signifikanz einzelner Diagnoseverfahren bei der Beurteilung des Transformatorgesamtzustands durch Multivarianzanalysen aufzuzeigen. Die dabei betrachteten Zustandskriterien waren: Gase im Öl, Feuchtigkeit, Säuregehalt, Durschlagspannung, spezifischer Widerstand, dielektrischer Verlustfaktor und Furangehalt. Für die Multivarianzanalysen wurde ein Datensatz von 170 Transformatoren betrachtet. Der Zustand jedes Transformators wurde einer von fünf Kategorien zugeordnet. Die Untersuchungen zeigen, dass der gewählte Ansatz prinzipiell geeignet ist um signifikante Einflussfaktoren aufzuzeigen. Jedoch sind für praxisnahe Ergebnisse mehr Daten sowie das Hinzuziehen von Experten bei der Anpassung der resultierenden Wichtungsfaktoren notwendig.

Eine andere Herangehensweise zur Berechnung des HI stellen MALIK ET AL. in ihrem Paper vor [19]. Grundlage des Verfahrens bilden gängige Regelwerke und Standards. Die verwendeten Zustandskriterien werden in zwei Gruppen eingeteilt [19]:

- Tier-1: Ölanalyse (Gelöste Gase, Furangehalt), Verlustfaktor/Leistungsfaktor und Erregerströme, Betriebs- und Wartungshistorie, Alter
- Tier-2: Windungsverhältnis, Frequenzantwortanalyse

Nach der Bewertung jedes Einzelkriteriums, werden die Gruppenbewertungen ermittelt. Der resultierende HI_{MAJ} ergibt sich aus der Subtraktion des Tier-1 Ergebnisses vom Tier-2 Ergebnis [19].

Eine interessante weiterführende Analyse zum Thema HI wird durch ZHOU ET AL. vorgestellt [20]. Kern des Verfahrens ist die Bestimmung der relevanten Zustandskriterien anhand der Entropie der zugehörigen Messreihe. Die Entropie wird als Maß für den Informationsgehalt der einzelnen Parameter in Bezug auf den Transformatorzustand interpretiert. Anhand dieses Informationsgehalts werden adäquate Wichtungsfaktoren berechnet. Das Verfahren zeigt relative Änderungen im HI eines Transformators und ist daher nicht zum Vergleich von Transformatoren geeignet. Zur Anwendung des Verfahrens ist es notwendig die Zeitverläufe der Zustandskriterien

auszuwerten und die Änderung des HI Wertes zu beurteilen. Dabei bedeutet ein kleiner werdender HI-Wert eine Zustandsverschlechterung. Ein Vorteil des Verfahrens ist die Flexibilität, da es auf frei wählbare Zustandskriterien angewendet werden kann. Außerdem erlaubt es Rückschlüsse zu möglichen Fehlerentwicklungen, da die resultierenden Wichtungsfaktoren die relevanten Messgrößen der Zustandsentwicklung aufzeigen.

Andere weiterführende Untersuchungen zum Thema HI Verfahren sind: [21], [22] und [23]. Jedoch konnte zu diesen Publikationen keine Signifikanz für das aktuelle Vorhaben identifiziert werden. Daher wird an dieser Stelle nicht näher darauf eingegangen.

3.2 Gegenüberstellung

Um die für das Diagnosewerkzeug geeigneten HI Verfahren zu identifizieren, wurde ein Vergleich hinsichtlich der wichtigsten Entscheidungskriterien durchgeführt. Diese Gegenüberstellung ist in Tab. 10-1 in Anlage 10.1 zu finden. Zu jedem Verfahren sind die zugehörigen Literaturquellen im Tabellenkopf mit angegeben. Mit subjektiven Eingangsgrößen sind Zustandskriterien gemeint, deren Bewertung abhängig von der Einschätzung eines Experten ist. Ein Beispiel hierfür ist die Visuelle Inspektion. Da die Reproduzierbarkeit unter vielen subjektiven Einflüssen leidet, wurde dieser Vergleichspunkt mit beachtet. Auch die Anzahl der betrachteten Zustandskriterien sowie die Verfügbarkeit der einzelnen Kriterien sind wichtige Aspekte der HI Verfahren. Denn, Benötigt ein Verfahren viele schlecht verfügbare Parameter, so ist dieses in der Praxis nicht gut anwendbar.

3.3 Auswahl und Implementierung

Basierend auf der Literaturstudie und der anschließenden Gegenüberstellung (siehe Abschnitte 3.1 und 3.2) der HI Verfahren an Transformatoren, wird eine Vorauswahl zur Umsetzung relevanter Verfahren in der Diagnosesoftware getroffen. Bei der Vorauswahl muss berücksichtigt werden, dass HI Verfahren nur ein Ergebnis liefern, wenn alle notwendigen Eingangsdaten vorliegen. Daher ist es notwendig Verfahren mit möglichst vielen Eingangsinformationen zu berücksichtigen, um einen guten Überblick zum Transformator zu bekommen, wenn die notwendige Information hierfür vorliegt. Außerdem ist es zielführend Verfahren mit geringem Bedarf an Input umzusetzen, um auch bei schlechter Informationslage eine Einschätzung zum Transformator mittels HI berechnen zu können. Dabei soll eine Methodenvielfalt

- ein möglichst breites Spektrum an Eingangsdaten abdecken und
- bei vielen Eingangsdaten einen Überblick an berechneten HI geben, so dass Nachteile einzelner Verfahren auffallen bzw. weniger Einfluss auf die Zustandseinschätzung zum Transformator haben.

Weiterhin werden nur modell- bzw. gleichungsbasierte Verfahren für die Umsetzung in der Diagnosesoftware verwendet. HI Verfahren, welche auf trainierten Modellen wie KNN basieren, sind für den generischen Einsatz wenig geeignet. Denn diese Verfahren repräsentieren die Eigenschaften der Transformatorenflotte, von welcher die Trainings- und Testdaten bezogen wurden.

Die berechneten HI bilden die Grundlage für eine Zustandsbewertung von Transformatoren. Dabei kann zusammen mit Diagnoseergebnissen (Anwendung des DaFA-Schemas) eine gute Einschätzung zum Transformator erfolgen. Unter der zusätzlichen Berücksichtigung der Auswirkung eines Transformatorausfalls kann weiterhin das Betriebsrisiko bestimmt werden. Bei diesen weiterführenden Schritten kann wiederum auf bestehende Erfahrungen aufgebaut werden. So beschreiben z.B. TANASESCU ET AL. eine Möglichkeit zur Zustandsbewertung mittels HI [10].

In Hinblick auf die Umsetzung der HI Verfahren ist zu beachten, dass die im Rahmen dieses Berichtes vorgestellten Umsetzungen Test- und Analysezwecken dienen. Ziel ist



es Verfahren, welche in Hinblick auf die zu entwickelnde Diagnosesoftware nicht zweckdienlich sind herauszufiltern, so dass die Diagnosesoftware eine Auswahl der besten Methoden zur Transformatorenbewertung bereitstellt. Aus diesem Grund muss die ausgewählte Programmiersprache das schnelle Implementieren und testen von Algorithmen ermöglichen. Diese Anforderungen erfüllt die Sprache **Python**. Um die Übertragung der geeigneten Algorithmen in die Diagnosesoftware so einfach wie möglich zu halten, ist bei der Entwicklung in der **Python**-Umgebung folgendes zu beachten:

- Verzicht auf schwer in **C++** umsetzbare Konzepte aus **Python** (z.B. Dictionaries)
- Einschränken der Nutzung von zusätzlichen Modulen
 - Ausnahme: numpy für erweiterte Berechnungen (vor allem Funktionen der C++ Math Bibliothek können ohne weiteres genutzt werden)
 - Ausnahme: Module für die Datenvisualisierung (die Visualisierung der Daten ist unabhängig von der Diagnosesoftware)

3.3.1 Vorauswahl der HI Verfahren

Das Verfahren HI_{LS} zeichnet sich durch die Verwendung von wenigen, sehr gut verfügbaren Messdaten aus. Auch die Testergebnisse dieses Verfahrens sind nach den Angaben von ORITZ ET AL. [4] plausibel, so dass eine zuverlässige Zustandsbewertung der Transformatoren möglich ist. Ein interessanter Aspekt dieses Verfahrens ist, dass nicht nur Messdaten, sondern auch Alter und Lasthistorie des Transformators in die Berechnung einfließen. Zudem scheint das Verfahren auch für die Abschätzung der Lebensdauer sehr gut geeignet zu sein. Zusätzlich sind die Angaben in der Literatur nachvollziehbar. Daher wird das Verfahren HI_{LS} für die Softwareumsetzung vorgemerkt. Auch das Verfahren HI_{HMANF} zeichnet sich durch die Verwendung weniger, gut verfügbarer Parameter, einer nachvollziehbaren Beschreibung der Methodik sowie einer guten Eignung zur Lebensdauerabschätzung aus. Lediglich die Testergebnisse sind nach ORITZ ET AL. durchwachsen. Jedoch werden hier Nachlässigkeiten beim Entnehmen der Ölproben vermutet. Weiterhin wird die mögliche Zustandsbewertung bei korrekter Probenahme als besser als bei HI_{LS} eingeschätzt [4]. Daher wird auch das Verfahren HI_{HMANF} für die Umsetzung in der Software vorgemerkt.

Das Verfahren HI_{GNBT} stellt eine Erweiterung des Verfahrens HI_{JPCSF} dar. Dies wird durch die Verwendung von weiteren Parametern deutlich. Auch die Zustandsbewertung von HI_{GNBT} wird durch die Autoren als besser eingeschätzt [9]. Beide Verfahren zeichnen sich durch die Verwendung vieler, gut verfügbarer Eingangsdaten aus, so dass diese Verfahren aus Parametersicht die umfassendste Einschätzung zum Transformator geben. Auch eine Lebensdauerabschätzung auf Basis dieser Verfahren scheint sehr gut möglich. Aufgrund der Beziehung beider Verfahren untereinander wird ein kombinierter Realisierungsansatz gewählt. Wenn alle notwendigen Informationen für HI_{GNBT} vorliegen, wird dieser HI berechnet. Ansonsten wird das Verfahren HI_{JPCSF} als Berechnungsgrundlage gewählt¹². Weiterhin ist Verfahren HI_{NCPWS} der Vorgänger von HI_{JPCSF} und verwendet weniger Parameter für die HI Berechnung. Daher ist es sinnvoll auch dieses Verfahren entsprechend in die kombinierte Realisierung einzubeziehen.

Das Verfahren HI_{MAJ} bezieht auch Subjektive Einschätzungen zum Transformator ein. Auch die Verfügbarkeit der notwendigen Messgrößen wird als nicht so gut eingeschätzt. Aber das Vorgehen zur HI Berechnung unterscheidet sich im Vergleich zu den bisher betrachteten Verfahren. Daher wird HI_{MAJ} aufgrund der Diversität in der Methodik zur Vorauswahl der umzusetzenden Verfahren aufgenommen.

¹² Natürlich nur unter der Voraussetzung, dass die hierfür notwendigen Informationen vorliegen.

Die Vorgehensweise zur Berechnung von HI_{HP} ist analog zu anderen HI Verfahren. Jedoch berücksichtigt der HI_{HP} eine Vielzahl gut verfügbarer Parameter, so dass durch dieses Verfahren eine häufig verfügbare Zustandseinschätzung zu erwarten ist. Daher wird dieses Verfahren für die Umsetzung vorgemerkt.

Das Entropie basierte Verfahren HI_{ZMYX} ist aufgrund mangelnder Vergleichbarkeit nicht direkt für eine HI Berechnung geeignet. Jedoch bietet dieser Ansatz das Potential ergänzende Informationen basierend auf der zeitlichen Entwicklung von Messwerten zu bestimmen. Daher wird dieser Ansatz als eigenständiges Modul vorgemerkt.

3.3.2 Detaillierte Analyse und Umsetzung der Verfahren

3.3.2.1 HI_{HMANF}

Der resultierende HI_{HMANF} setzt sich aus drei Sub-Indizes mit den nachfolgend benannten Eingangsgrößen zusammen [4]:

- $HI_{HMANF,1}$: Durchschlagsfestigkeit, dielektrischer Verlustfaktor, Säuregehalt, Feuchtigkeit, Öl-Farbe und Oberflächenspannung des Öls
- $HI_{HMANF,2}$: Gase im Öl ($H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2, CO, CO_2$)
- $HI_{HMANF,3}$: Furan im Öl

Dabei erfolgt die Berechnung der Sub-Indizes eins und zwei anhand gewichteter Summen der einzelnen Einflussgrößen [4]:

$$HI_{HMANF,1} = \frac{\sum_{j=1}^6 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^6 \omega_j} \quad (3-1)$$

$$HI_{HMANF,2} = \frac{\sum_{j=1}^7 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^7 \omega_j}$$

Für die Berechnung der Sub-Indizes müssen zunächst Punkte (score - s_j) sowie Wichtungsfaktoren (weight - w_j) festgelegt werden. Diese Festlegungen erfolgen anhand der Messwerte. Wobei die Zuordnung zu den gesuchten Größen in den Tabellen 3-1 und 3-2 auszulesen ist.

Tab. 3-1: Zuordnung der gemessenen Kenngrößen am Öl zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Sub-Indizes $HI_{HMANF,1}$; Nach: [4]

	$U \leq 69kV$	$69kV < U < 230kV$	$U \geq 230kV$	s_j	w_j
Durchschlagsfestigkeit¹³ in kV	≥ 45	≥ 52	≥ 60	1	3
	35-45	47-52	50-60	2	
	30-35	35-47	40-50	3	
	≤ 30	≤ 35	≤ 40	4	
Oberflächenspannung in mN / m	≥ 25	≥ 30	≥ 32	1	2
	20-25	23-30	25-32	2	
	15-20	18-23	20-25	3	
	≤ 15	≤ 18	≤ 20	4	
Säuregehalt in (mg of KOH) / g	$\leq 0,05$	$\leq 0,04$	$\leq 0,03$	1	1
	0,05-0,1	0,04-0,1	0,03-0,07	2	
	0,1-0,2	0,1-0,15	0,07-0,1	3	
	$\geq 0,2$	$\geq 0,15$	$\geq 0,1$	4	

¹³ Elektrodenabstand von 2,5mm nach IEC 60156



Feuchtigkeit in ppm	≤ 30	≤ 20	≤ 15	1	4
	30–35	20–25	15–20	2	
	35–40	25–30	20–25	3	
	≥ 40	≥ 30	≥ 25	4	
Farbbewertung nach ASTM D-1500		≤ 1,5		1	2
		1,5–2,0		2	
		2,0–2,5		3	
		≥ 2,5		4	
Dielektrischer Verlustfaktor		≤ 0,1		1	3
		0,1–0,5		2	
		0,5–1		3	
		≥ 1		4	

Tab. 3-2: Zuordnung der gemessenen im Öl gelösten Gase zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Sub-Indexes $HI_{HMANF,2}$; Nach: [4]

Gaskonzentration in ppm	S_j						w_j
	1	2	3	4	5	6	
H_2	≤ 100	100–200	200–300	300–500	500–700	> 700	2
CH_4	≤ 75	75–125	125–200	200–400	400–600	> 600	3
C_2H_6	≤ 65	65–80	80–100	100–120	120–150	> 150	3
C_2H_4	≤ 50	50–80	80–100	100–150	150–200	> 200	3
C_2H_2	≤ 3	3–7	7–35	35–50	50–80	> 80	5
CO	≤ 350	350–700	700–900	900–1100	1100–1400	> 1400	1
CO ₂	≤ 2500	2500–3000	3000–4000	4000–5000	5000–7000	> 7000	1

Der Sub-Index drei wird direkt anhand des im Öl gemessenen Furangehalts bestimmt. Dabei ist die gemessene Furankonzentration c_{2FAL} in ppb anzugeben. Somit ergibt sich für den dritten Sub-Index die folgenden Formel (nach den Angaben von [4]):

$$HI_{HMANF,3}(c_{2FAL}) = I_3 = \begin{cases} 4, & \text{wenn } c_{2FAL} < 100 \\ 3, & \text{wenn } 100 \leq c_{2FAL} < 250 \\ 2, & \text{wenn } 250 \leq c_{2FAL} < 500 \\ 1, & \text{wenn } 500 \leq c_{2FAL} < 1000 \\ 0, & \text{wenn } c_{2FAL} \geq 1000 \end{cases} \quad (3-2)$$

Sobald alle Sub-Indizes bestimmt wurden, kann der Gesamt-Index durch die folgende Formel errechnet werden (nach [4]):

$$HI_{HMANF} = \frac{\sum_{i=1}^3 k_i I_i}{92} \quad (3-3)$$

$$k_1 = 8$$

$$k_2 = 10$$

$$k_3 = 5$$

Die Sub-Index Bewertungen I_i ergeben sich aus den ermittelten Werten der Sub-Indizes. Dabei entspricht die Bewertung des $HI_{HMANF,3}$ der Bewertung I_3 . Für die ersten beiden Sub-Indizes kann eine Bewertung aus Tab. 3-3 abgelesen werden [4]. Für die Diagnosesoftware ist es sinnvoll eine Warnung auszugeben, wenn ein Sub-Index schlecht bewertet wird, da dies weitreichende Folgen auf die Betriebssicherheit des Transformators haben kann.

Tab. 3-3: Bewertung I_i der Sub-Indizes $HI_{HMANF,i}$ für $i = 1$ und $i = 2$; Nach [4]

$HI_{HMANF,i}$	Zustandsbewertung	I_i
< 1,2	Sehr gut	4
≥ 1,2 & < 1,5	Gut	3
≥ 1,5 & < 2	Ausreichend	2
≥ 2 & < 3	Schlecht	1

≥ 3 Sehr schlecht 0

Der resultierende HI liegt im Wertebereich von null bis eins. Wobei die endgültige Zustandsbewertung eines Transformators entsprechend Tab. 3-4 vorgenommen wird.

Tab. 3-4: Bewertung eines Transformators mit Hilfe des HI_{HMANF} ; Nach [4]

HI_{HMANF}	Zustandsbewertung
0,85–1,00	Sehr gut
0,70–0,85	Gut
0,50–0,70	Ausreichend
0,30–0,50	Schlecht
0,00–0,30	Sehr schlecht

3.3.2.2 HI_{LS}

Für die Berechnung von HI_{LS} müssen zunächst vier Sub-Indizes bestimmt werden [4]:

- $HI_{LS,1}$: Zustand der Papierisolation (CO und CO_2 im Öl sowie Furan im Öl)
- $HI_{LS,2}$: Im Öl gelöste Gase (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2)
- $HI_{LS,3}$: Ölparameter (Säuregehalt, Durchschlagsfestigkeit, Feuchtigkeitsgehalt, dielektrischer Verlustfaktor)
- $HI_{LS,4}$: Historie des Transformators (Alter und Last)

Der Sub-Index eins ist wiederum in zwei Teile gegliedert. Der erste Teil $HI_{LS,1;C,O}$ berücksichtigt die Menge an im Öl gelöstem Kohlenstoffmonoxid und-dioxid und der zweite Teil $HI_{LS,1;fur}$ berücksichtigt die Furankonzentration im Öl. Für die Ermittlung des Sub-Indexes eins werden die beiden zugehörigen Teile wie folgt gewichtet [4]:

$$HI_{LS,1} = 0,3 \cdot HI_{LS,1;C,O} + 0,7 \cdot HI_{LS,1;fur} \quad (3-4)$$

Wobei $HI_{LS,1;C,O}$ aus drei gleichgewichteten Faktoren bestimmt wird:

$$HI_{LS,1;C,O} = \frac{1}{3}F_1 + \frac{1}{3}F_2 + \frac{1}{3}F_3 \quad (3-5)$$

Die entsprechenden Faktoren sind linear von der jeweils betrachteten Messgröße x abhängig. Wird eine maximale Grenze des Messwertes überschritten, muss der entsprechende Faktor auf 10 festgelegt werden. Ansonsten werden die Parameter a und b der Geradengleichung in Abhängigkeit der Messgröße bestimmt. In Tab. 3-5 ist die Ermittlung der Faktoren zusammengefasst.

Tab. 3-5 Berechnung der Faktoren F_i zur Bestimmung von $HI_{LS,1;C,O}$; Nach [4]

Gas	Konzentration (x) in ppm	a	b	F
CO	≤ 300	0,0067	0	$F_1 = ax + b$
	300 – 900	0,0017	1,5	
	900 – 1000	0,02	-14,97	
	1000 – 1400	0,0125	-7,5	
		> 1400	–	–
CO_2	≤ 2400	0,0008	0	$F_2 = ax + b$
	2400 – 3000	0,0033	-6,0	
	3000 – 5000	0,0005	2,4	
	5000 – 10000	0,0008	0,9	
		10000 – 13000	0,0003	5,9
	> 13000	–	–	$F_2 = 10$
$CO + CO_2$	≤ 3000	0,00067	0	$F_3 = ax + b$
	3000 – 10000	0,00014	1,59	
	10000 – 170000	0,000033	2,66	
	170000 – 350000	0,00000944	6,65	



$$\begin{array}{cccc} > 350000 & - & - & F_3 = 10 \end{array}$$

Die Berechnung des Furan-Teils des Sub-Indizes 1 erfolgt in Anlehnung an die folgende Gleichung zur Modellierung der Papieralterung (Rückschluss vom Furangehalt c_{fur} im Öl auf die Abnahme des Polymerisationsgrades DP) (En-Wen & Bin, 2014):

$$DP = -121 \cdot \ln c_{fur} + 485 \quad (3-6)$$

Unter den Annahmen,

- dass neue Transformatoren ($HI_{LS,1;fur} = 0,5$) einen $DP = 1000$ mit einem Furangehalt $c_{fur} = 0,01$ und
- stark gealterte Transformatoren ($HI_{LS,1;fur} = 6,5$) einen $DP = 250$ mit einem Furangehalt $c_{fur} = 5$ aufweisen

leiten EN-WEN und BIN die Berechnungsgleichung für $HI_{LS,1;fur}$ her [6]:

$$HI_{LS,1;fur} = 3,344 \cdot c_{fur}^{0,413} \quad (3-7)$$

Nach ORTIZ ET AL. ist die Furankonzentration in ppm anzugeben. Jedoch zeigt ein nachrechnen von Gleichung (3-7), dass die von EN-WEN und BIN angenommenen Fixpunkte ($HI_{LS,1;fur}(0,01) = 0,5$ und $HI_{LS,1;fur}(5) = 6,5$) nur bei Weglassen der Hilfseinheit ($ppm = 1 \cdot 10^{-6}$) nachvollzogen werden können. Daher muss für die Berechnung des Teil-Indizes für den Furangehalt der reine Zahlenwert der Furankonzentration, welche in ppm gegeben ist, verwendet werden.

In dem zweiten Sub-Index werden die Gaskonzentrationen nach der folgenden Gleichung gewichtet [4]:

$$HI_{LS,2} = \sum_{j=1}^5 \omega_j F_j \quad (3-8)$$

Die in Gleichung (3-8) verwendeten Parameter F_j werden wiederum in linearer Abhängigkeit zum Messwert bestimmt. Tab. 3-6 listet die genaue Parameterberechnung für jedes Gas auf. Außerdem wird der Einfluss jedes Gases auf den Sub-Index durch den Wichtungsfaktor ω_j bestimmt. Dieser ist ebenfalls in Tab. 3-6 angegeben.

Tab. 3-6: Zusammenfassung aller Parameter zur Berechnung des Sub-Indizes $HI_{LS,2}$; Nach [4]

Gas	Konzentration (x) in ppm	a	b	F	ω
H_2	≤ 30	0	0	$F_1 = ax + b$	$\omega_1 = 0,2310$
	30 – 50	0,1	-3		
	50 – 100	0,06	1		
	100 – 500	0,0125	3,75		
	> 500	-	-	$F_1 = 10$	
CH_4	≤ 10	0	0	$F_2 = ax + b$	$\omega_2 = 0,2306$
	10 – 15	0,4	-2		
	15 – 125	0,0727	0,9		
	> 125	-	-	$F_2 = 10$	
C_2H_6	≤ 5	0	0	$F_3 = ax + b$	$\omega_3 = 0,0772$
	5 – 20	0,1333	-0,6667		
	20 – 35	0,2	-2		
	35 – 70	0,125	0,625		
	> 70	-	-	$F_3 = 10$	
C_2H_4	≤ 10	0	0	$F_4 = ax + b$	$\omega_4 = 0,23$
	10 – 30	0,1	-1		
	30 – 50	0,15	-2,5		
	50 – 175	0,04	3		

	> 175	-	-	$F_4 = 10$	
	$\leq 0,5$	0	0		
C_2H_2	0,5 - 3	0,8	-0,4	$F_5 = ax + b$	$\omega_5 = 0,2312$
	3 - 5	1,5	-2,5		
	5 - 35	0,1667	4,167		
	> 35	-	-		

Sub-Index 3 berücksichtigt die wesentlichen Ölparameter ebenfalls durch eine Wichtungsgleichung [4]:

$$HI_{LS,3} = \sum_{j=1}^4 \omega_j F_{oil,j} \quad (3-9)$$

Dabei sind die Wichtungsfaktoren ω_j der entsprechenden Ölparameter wie folgt festgelegt [4]:

- Säuregehalt: $\omega_1 = 0,2598$
- Durchschlagsfestigkeit: $\omega_2 = 0,1452$
- Feuchtigkeitsgehalt: $\omega_3 = 0,4565$
- dielektrischer Verlustfaktor: $\omega_4 = 0,1385^{14}$

Die Parameter $F_{oil,j}$ werden wie gehabt in linearer Abhängigkeit der Messwerte x bestimmt. Jedoch muss für die Ölparameter zusätzlich die Nennspannung des Transformators berücksichtigt werden. In Tab. 3-7 sind alle Parameter zusammengefasst.

Tab. 3-7: Berechnung der Parameter $F_{oil,j}$ für die Bestimmung des Sub-Indizes $HI_{LS,3}$; Nach: [4]

Parameter	$U \leq 69kV$				$69kV < U < 230kV$				$U \geq 230kV$			
	x^{15}	a	b	F	x^{15}	a	b	F	x^{15}	a	b	F
Säuregehalt in mg(KOH) g	$\leq 0,01^{15}$	0	0		$\leq 0,01^{15}$	0	0		$\leq 0,01^{15}$	0	0	
	0,015 - 0,1	23,53	-0,35	F_1	0,015 - 0,1	23,53	-0,35	$F_1 = ax$	0,015 - 0,05	57,14	-0,85	$F_1 = ax$
	0,1 - 0,2	20	0	$= ax + b$	0,1 - 0,25	40	-2	$+ b$	0,05 - 0,2	40	0	$+ b$
	0,2 - 0,3	40	-4									
	> 0,3	-	-	$F_1 = 10$	> 0,25	-	-	$F_1 = 10$	> 0,2	-	-	$F_1 = 10$
	> 45	0	0		> 52	0	0		> 60	0	0	F_2
Durchschlagsfestigkeit in kV	43 - 45	-1	45	F_2	50 - 52	-1	52		40 - 60	-0,4	24	$= ax + b$
	40 - 43	-0,667	30,68	$= ax + b$	47 - 50	-0,667	35,35	$F_2 = ax + b$				
	30 - 40	-0,4	20		40 - 47	-0,28	17,44					
					35 - 40	-0,4	22		≤ 40	-	-	$F_2 = 10$
	≤ 30	-	-	$F_2 = 10$	≤ 35	-	-	$F_2 = 10$				
Feuchtigkeit	≤ 20	0	0		≤ 10	0	0		≤ 10	0	0	F_3
	20 - 30	0,2	-4	$F_3 = ax + b$	10 - 20	0,2	-2	$F_3 = ax + b$	10 - 30	0,4	-4	$= ax + b$
	30 - 45	0,4	-10		20 - 35	0,4	-6		> 30	-	-	$F_3 = 10$

¹⁴ Wurde um 0,0001 verkleinert, dass Summe der Wichtungsfaktoren exakt eins ergibt.

¹⁵ Die oberen Grenzen gehören jeweils zum Wertebereich, sind demnach mit dem \leq Operator umzusetzen.



keitsgehalt in ppm	> 45	–	–	$F_3 = 10$	> 35	–	–	$F_3 = 10$
					$\leq 0,05$	0	0	
Dielektrischer Verlustfaktor bei 25°C					0,05	20	–1	$F_4 = ax + b$
					– 0,15	5,714	1,143	
					0,15			
					– 0,5	4	2	
					0,5			
				– 1,5			$F_4 = 10$	
				> 1,5	–	–		

Die Wichtungsfaktoren wurden mittels der Methode „Analytischer Hierarchieprozess“ ermittelt [6]. Hierbei werden die einzelnen Kriterien paarweise bewertet. Anschließend werden nach einem vorgegebenen Algorithmus die Wichtungsfaktoren für die Kriterien berechnet. Hierdurch entstehen die bis auf die Tausendstel angegebenen Zahlenwerte für diese Faktoren.

Zur Bewertung des Transformatorenalters sowie dessen mittlere Belastung, dient der Sub-Index vier. Dieser errechnet sich aus einer zeitabhängigen Exponentialfunktion [4]:

$$HI_{LS,4} = HI_{LS,init} \cdot e^{B(t_2-t_1)} \quad (3-10)$$

Hierbei ist $HI_{LS,init}$ der HI_{LS} , welcher zum Zeitpunkt t_1 berechnet wurde. Wird dieser Health-Index zur Inbetriebnahme des Transformators bestimmt, sollte der Wert im Bereich von 0,5 liegen (En-Wen & Bin, 2014). Parameter B ist ein Alterungskoeffizient und errechnet sich anhand der zur erwarteten Lebenszeit T'_{exp} des Transformators. Hierzu wird angenommen, dass ein Transformator bei $HI_{LS} = 6,5$ das Lebenszeitende erreicht hat [6]. Somit kann B in Anlehnung an die umgestellte Gleichung (3-10) wie folgt berechnet werden:

$$B = \frac{\ln \frac{HI_{LS,end}}{HI_{LS,init}}}{T'_{exp}} \quad (3-11)$$

Da das Alterungsverhalten sowohl von der Belastung als auch von Umweltfaktoren abhängt, ist es zielführend diese Einflussgrößen bei der Berechnung des Alterungsfaktors zu berücksichtigen. Hierzu schlagen EN-WEN und BIN die Modifikation der vom Hersteller angegebenen Lebenszeit mittels Last- f_L und Umweltfaktor f_E vor. Somit kann die zu erwartende Lebenszeit T'_{exp} des Transformators anhand der Herstellerangabe T_{exp} sowie der bis zum Zeitpunkt t_2 vorherrschenden, mittleren Last- und Umweltbedingungen wie folgt abgeschätzt werden [6]:

$$T'_{exp} = \frac{T_{exp}}{f_L \cdot f_E} \quad (3-12)$$

Dabei sind die Einflussfaktoren nach den Angaben in Tab. 3-8 zu bestimmen.

Tab. 3-8: Bestimmung des Last- und Umweltfaktors zu Berechnung der zu erwartenden Transformatorlebenszeit T'_{end} [6]

Nennlast (%)	f_L	Bewertung der Umweltbelastung	f_E
0 – 40	1	0	1
40 – 60	1,05	1	1
60 – 70	1,1	2	1,05
70 – 80	1,25	3	1,15
80 – 150	1,6	4	1,3

Der resultierende HI_{LS} ergibt sich aus der gewichteten Summer aller Sub-Indizes [6]:

$$HI_{LS} = f \cdot \sum_{i=1}^4 \omega_i HI_{LS,i} \quad (3-13)$$

Hierbei sind die Wichtungsfaktoren wie folgt zu wählen [6]:

- Zustand der Papierisolation ($HI_{LS,1}$): $\omega_1 = 0,2661$
- Im Öl gelöste Gase ($HI_{LS,2}$): $\omega_2 = 0,0945^{16}$
- Ölparameter ($HI_{LS,3}$): $\omega_3 = 0,0699$
- Historie des Transformators ($HI_{LS,4}$): $\omega_4 = 0,5695$

Zusätzlich geben EN-WEN und BIN einen nicht näher spezifizierten Fehlerkorrekturfaktor f an [6]. Jedoch ist anzunehmen, dass dieser Faktor bei einem Transformator ohne Fehlerhistorie eins ist und mit in Anzahl und/oder schwere zunehmenden Fehlern vergrößert werden muss. Denn dies führt zu einer Vergrößerung des HI_{LS} und zeigt somit einen Fehlerinduzierten Lebensdauerverbrauch an.

Der resultierende HI_{LS} liegt im Wertebereich von 0 bis 10. Nachfolgend ist eine Zuordnung des resultierenden Transformatorzustands zu verschiedenen Teilbereichen des HI_{LS} aufgelistet [4]. Außerdem geben EN-WEN und BIN eine zu erwartende Fehlerrate zu jedem Zustand an [6]:

- $HI_{LS} = 0 \dots 3,5$: leichte Alterung und geringe Fehlerrate
- $HI_{LS} = 3,5 \dots 5,5$: deutliche Alterung im normalen Rahmen und geringe, aber zunehmende Fehlerrate
- $HI_{LS} = 5,5 \dots 7$: Alterung über Normalbereich fortgeschritten und signifikant vergrößerte Fehlerrate
- $HI_{LS} = 7 \dots 10$: Sehr schlechter Zustand des Transformators, bei dem jeder Zeit Fehler auftreten können

3.3.2.3 Kombinierte Umsetzung der Verfahren HI_{NCPWS} & HI_{JPCSF} & HI_{GNBT}

Die drei Verfahren HI_{NCPWS} , HI_{JPCSF} und HI_{GNBT} können als Entwicklungsstufen eines eigenständigen HI Verfahrens angesehen werden. Da die Anzahl der berücksichtigten Eingangsgrößen mit der Weiterentwicklung angestiegen ist, bietet es sich an alle Verfahren für die HI Berechnung umzusetzen. So kann je nach Menge und Art der verfügbaren Messinformationen das am besten geeignete Verfahren als Berechnungsgrundlage gewählt werden. Ziel der Auswahl ist das aktuellste mögliche Verfahren zu verwenden. Jedoch ist dies aufgrund fehlender Messwerte nicht immer möglich. Daher bietet die kombinierte Umsetzung der HI Verfahren die notwendige Flexibilität, um auch bei weniger verfügbaren Messwerten einen Überblick zum Gesamtzustand eines Transformators zu ermitteln.

3.3.2.3.1 HI_{NCPWS}

Der HI_{NCPWS} wird aus den Zustandskriterien für DGA, Ölqualität, Furan Gehalt, Leistungsfaktor, Zustand des Stufenschalters und Lasthistorie berechnet. Weiterhin gehen die Wartungsinformationen als getrennte Zustandskriterien in die Berechnung mit ein. Alle Zustandskriterien werden mit einer Note A (sehr gut) bis E (sehr schlecht) bewertet. Für die Berechnung des resultierenden HI_{NCPWS} werden den Noten wie folgt Wertungsfaktoren zugewiesen [7]:

- $A = 4$

¹⁶ Wurde um 0,0001 verkleinert, dass Summe der Wichtungsfaktoren exakt eins ergibt.



- $B = 3$
- $C = 2$
- $D = 1$
- $E = 0$

Zusätzlich werden die unterschiedlichen Zustandskriterien je nach Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators gewichtet. Ein Überblick zu allen berücksichtigten Zustandskriterien sowie den zugehörigen Wichtungsfaktoren K_j ist in Tab. 3-9 dargestellt.

Tab. 3-9 Überblick zu den für die Berechnung von HI_{NCPWS} verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [7]

Nr.	Zustandskriterium	K_j
1	DGA	10
2	Lasthistorie	10
3	Leistungsfaktor	10
4	Infrarot	10
5	Ölqualität	8
6	Gesamtzustand	6
7	Furangehalt oder Alter	6
8	Zustand der Durchführungen	5
9	Korrosion des Haupttanks	2
10	Kühlsystem	2
11	Korrosion des Öltanks	1
12	Fundament	1
13	Erdung	1
14	Dichtungen und Verschlüsse	1
15	Anschlüsse	1
16	Ölleckage	1
17	Ölfüllstand	1
18	DGA am Stufenschalter	6
19	Ölqualität im Stufenschalter	3
20	Gesamtzustand des Stufenschalters	2

Der resultierende HI_{NCPWS} ergibt sich aus der gewichteten Summe der Wertungsfaktoren aller Zustandskriterien (siehe Gleichung (3-14)). Dabei geht der Stufenschalter zu 40% in den gesamt HI ein. Diese Aufteilung beruht auf Studienergebnisse einer CIGRE Arbeitsgruppe [7].

$$HI_{NCPWS} = 60\% \cdot \frac{\sum_{j=1}^{17} K_j HI_{NCPWS,j}}{304} + 40\% \cdot \frac{\sum_{j=18}^{20} K_j HI_{NCPWS,j}}{44} \quad (3-14)$$

Eine Zuordnung des resultierenden HI_{NCPWS} zum Gesamtzustand des Transformators sowie eine zu erwartende Restlebensdauer ist in Tab. 3-10 zu finden. Dabei basieren die Lebensdauerangaben auf Abschätzungen mit Hilfe eines Zustands-Stress-Modells durch die Firma Kinetrics Inc. [7]. Weiterhin geben JAHROMI ET AL. Handlungsempfehlungen gemäß dem aktuellen Transformatorzustand an.

Tab. 3-10: Zuordnung des resultierenden HI_{NCPWS} zu einer Zustandsbewertung sowie Lebensdauerabschätzung und Handlungsempfehlung; Nach [7]

HI_{NCPWS}	Zustand	Erwartete Restlebenszeit in α	Anforderungen
85 – 100	Sehr gut	> 15	Normale Wartung
70 – 85	Gut	> 10	Normale Wartung

50 – 70	Ausreichend	3 – 10	Erweiterte Diagnosemessungen, ggf. Erneuerungen bzw. Ersatz von Komponenten
30 – 50	Schlecht	< 3	Start einer Ersatzplanung in Be- rücksichtigung von Risiko und Ausfallkonsequenzen
0 – 30	Sehr schlecht	Nahe Lebenszeitende	Sofortige Risikobewertung, ggf. Ersatz des Transformators

Zu den wartungsbezogenen Zustandskriterien (Nr. 8 bis 17 in Tab. 3-9) geben JAHROMI ET AL. an, dass diese mittels visueller Inspektion zu generieren sind. Alternativ ist es möglich diese Daten aus den Wartungsmaßnahmen abzuleiten. Hierzu wird jedoch lediglich folgendes ausgesagt [7]:

- Gab es zu einer Komponente in den letzten 5 Jahren keinen Wartungsauftrag, ist diese mit *A* zu bewerten.
- Ab 6 oder mehr Jahren ohne Wartungsauftrag ist eine Komponente mit *E* zu bewerten.

Das Vorgehen bei vorhandenen Wartungsaufträgen zu einer Komponente beschreiben JAHROMI ET AL. in [8]. Hierbei werden sowohl die Anzahl an Wartungsaufträgen in einem Jahr n_{WA} für einen festgelegten Betrachtungszeitraum als auch die Zunahme an Wartungsaufträgen $\frac{dn_{WA}}{dt}$ für einen Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Die daraus abgeleiteten Wertungskriterien sind in Tab. 3-11 aufgeführt.

Tab. 3-11: Bewertung der wartungsbezogenen Zustandskriterien anhand der Anzahl an Wartungsaufträgen; Nach [8]

Wertungskriterium	Wertung
$\max(n_{WA}) \leq 3$ in letzten $2a$ OR $\frac{dn_{WA}}{dt} \leq 10\%$ über $5a$	A
$[\max(n_{WA}) > 3$ in letzten $2a$ AND $\frac{dn_{WA}}{dt} > 10\%$ über $5a]$ OR $[\max(n_{WA}) > 5$ in letzten $2a]$	B
$[\max(n_{WA}) > 5$ in letzten $2a$ AND $\frac{dn_{WA}}{dt} > 30\%$ über $5a]$ OR $[\max(n_{WA}) > 10$ in letzten $2a]$	C
$[\max(n_{WA}) > 10$ in letzten $2a$ AND $\frac{dn_{WA}}{dt} > 50\%$ über $5a]$ OR $[\max(n_{WA}) > 15$ in letzten $2a]$	D
$[\max(n_{WA}) > 15$ in letzten $2a$ AND $\frac{dn_{WA}}{dt} > 80\%$ über $5a]$ OR $[\max(n_{WA}) > 20$ in letzten $2a]$	E

Die Berechnung des Zustandskriteriums bezüglich der im Öl gelösten Gase erfolgt nach der gleichen Vorgehensweise wie bei HI_{HMANF} . Das heißt die in *ppm* gemessenen Gaskonzentrationen werden nach folgender Gleichung (3-15) gewichtet [7]:

$$DGAF = \frac{\sum_{j=1}^7 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^7 \omega_j} \quad (3-15)$$

Die für die Berechnung notwendigen Parameter s_j und ω_j können Tab. 3-2 aus Unterabschnitt 3.3.2.1 entnommen werden. Weiterhin sind eine Bewertung des Zustandskriteriums $DGAF$ sowie die Einordnung in die für HI_{NCPWS} notwendigen Wertungsfaktoren in Tab. 3-12 aufgeführt.



Tab. 3-12: Bewertungsschema für die Zustandskriterien bezüglich des Öls; Nach [7]

Wertungscode	Zustandsbewertung	Wert <i>DGAF</i> bzw. <i>CPAF</i>
A	Gut	$value < 1,2$
B	Akzeptabel	$1,2 \leq value < 1,5$
C	Vorsicht ist geboten	$1,5 \leq value < 2$
D	Schlecht	$2 \leq value < 3$
E	Sehr schlecht	$value \geq 3$

Da eine zunehmende Gasbildungsrate meist durch einen Fehler verursacht wird, empfehlen JAHROMI ET AL. den Gesamtwert des resultierenden HI zu reduzieren, wenn die Gasbildungsrate¹⁷

- in drei aufeinanderfolgenden Messungen über 30% oder
- in fünf aufeinanderfolgenden Messungen über 20%

beträgt. Hierbei ist die Summe der brennbaren Gase nach IEEE [24] ($TDCG = c_{H_2} + c_{CO} + c_{CH_4} + c_{C_2H_6} + c_{C_2H_4} + c_{C_2H_2}$) zu betrachten. Wie stark die Reduktion des HI sein soll, wird durch die Autoren nicht empfohlen. Jedoch ist es plausibel das Zustandskriterium *DGAF* um eine Note abzuwerten. Hierdurch werden der aktuelle Zustand sowie die Möglichkeit eines sich entwickelnden oder bestehenden Fehlers berücksichtigt. Weiterhin kann diese Abwertung wie das Heraufsetzen der Fehlerkategorie bei zu hoher Gasbildungsrate im IEEE Verfahren (siehe Kapitel 4.1.1.2) interpretiert werden.

Ein weiteres wesentliches Zustandskriterium für die Berechnung des HI_{NCPWS} ist die Ölqualität. Hierbei werden Parameter der chemisch-physikalischen Analyse berücksichtigt. Die Berechnung des entsprechenden Kriteriums erfolgt ebenfalls analog zu HI_{HMANF} mittels Bewertung und Wichtung der berücksichtigten Parameter [7]:

$$CPAF = \frac{\sum_{j=1}^5 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^5 \omega_j} \quad (3-16)$$

Da sich die Grenzwerte zur Ermittlung von s_j bzw. ω_j etwas zum HI_{HMANF} Verfahren unterscheiden, sind alle notwendigen Angaben zur Berechnung von *CPAF* in Tab. 3-13 zusammengefasst. Bei der Anwendung ist es wichtig zu beachten, dass die angegebenen Grenzwerte nur für gebrauchte Öle gelten [7]. Die Bestimmung des Wertungsfaktors für *CPAF* erfolgt analog zur Bewertung der im Öl gelösten Gase. Daher kann für die Ermittlung der Wertungsfaktoren Tab. 3-12 angewendet werden.

Tab. 3-13: Zuordnung der chemisch-physikalischen Parameter des Öls zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung von *CPAF*; Nach [7]

	$U \leq 69kV$	$69kV < U < 230kV$	$U \geq 230kV$	s_j	w_j
Durchschlagsfestigkeit¹⁸ in kV	≥ 45	≥ 52	≥ 60	1	3
	35-45	45-52	50-60	2	
	30-35	35-45	40-50	3	
	≤ 30	≤ 35	≤ 40	4	
Oberflächenspannung in mN / m	≥ 25	≥ 30	≥ 32	1	2
	20-25	23-30	25-32	2	
	15-20	18-23	20-25	3	
	≤ 15	≤ 18	≤ 20	4	

¹⁷ Es wird jeweils die Änderung der Gaskonzentration zwischen zwei aufeinanderfolgenden Messwerten bezogen auf den zeitigeren Messwert bestimmt. Bei der Grenzwertkontrolle wird anschließend die mittlere relative Gasänderung berücksichtigt. Ein zeitlicher Bezug ist hierbei nicht vorhanden.

¹⁸ Elektrodenabstand von 2mm

Säuregehalt in (mg of KOH) / g	≤ 0,05	≤ 0,04	≤ 0,03	1	1
	0,05– 0,1	0,04– 0,1	0,03– 0,07	2	
	0,1– 0,2	0,1– 0,15	0,07– 0,1	3	
	≥ 0,2	≥ 0,15	≥ 0,1	4	
Feuchtigkeit in ppm	≤ 20	30– 40	> 40	1	4
	20– 30			2	
		3			
		4			
Farbbewertung nach ASTM D-1500		≤ 1,5		1	2
		1,5– 2,0		2	
		2,0– 2,5		3	
		≥ 2,5		4	

Sind Messwerte zum Furangehalt im Öl bekannt, können diese entsprechend Tab. 3-14 direkt in eine Bewertung zur Ermittlung des HI_{NCPWS} umgeformt werden. Ist dies nicht möglich, weil

- keine Messwerte vorhanden sind,
- das Öl regeneriert oder
- das Öl ausgetauscht wurde,

erfolgt die Bewertung anhand des Transformatorenalters [7].

Tab. 3-14: Bewertungsschema für das Zustandskriterium des Furangehalts im Öl; Nach [7]

Wertungscode	Furangehalt in ppm	Alter in a
A	0 – 0,1	≤ 20
B	0,1 – 0,5	20 – 40
C	0,5 – 1	40 – 60
D	1 – 5	> 60
E	> 5	–

Der Leistungsfaktor wird beim HI_{NCPWS} als Bewertungsfaktor für den Zustand der Transformator- und Durchführungsisolation aufgefasst. Hierbei werden lediglich die ermittelten Werte bei 50Hz bzw. 60Hz entsprechend Tab. 3-15 berücksichtigt. Damit alle relevanten Isolationsstrecken berücksichtigt werden, sind die folgenden Leistungsfaktormessungen durchzuführen [7]:

- Hochspannungswicklung zu Erde
- Hoch- zu Niederspannungswicklung
- Niederspannungswicklung zu Erde
- Hochspannungs- zu Tertiärwicklung
- Niederspannungs- zu Tertiärwicklung
- Tertiärwicklung zu Erde

Für die Bewertung ist der schlechteste (größte) Wert PF_{max} zu verwenden.

Tab. 3-15: Bewertungsschema für das Zustandskriterium Leistungsfaktor; Nach [7]

Wertungscode	PF_{max} in %
A	$PF_{max} < 0,5$
B	$0,5 \leq PF_{max} < 1$
C	$1 \leq PF_{max} < 1,5$
D	$1,5 \leq PF_{max} < 2$
E	$PF_{max} \geq 2$

Die Zustandskriterien zur Bewertung der Stufenschalter richten sich nach Schaltertypen des IEEE Standards. Bei der Bewertung werden die im Stufenschalteröl gelösten Gase, die chemisch-physikalische Analyse des Stufenschalteröls sowie der Gesamtzustand



des Stufenschalters berücksichtigt. Dabei machen JAHROMI ET AL. zu den beiden letztgenannten Punkten keine weiteren Angaben. Es ist jedoch plausibel, dass für die CPA-Parameter des Stufenschalteröls die gleichen Randbedingungen wie für das Transformatoröl gelten. Weiterhin wird angenommen, dass die Bewertung des Gesamtzustandes entweder aus einer visuellen Inspektion oder entsprechend der Vorgehensweise zu den Wartungsorientierten Zustandskriterien erfolgt. Somit sind diese letztgenannten Punkte unabhängig vom Stufenschaltertyp anwendbar. Lediglich die Bewertung der im Stufenschalteröl gelösten Gase ist bei einem durch JAHROMI ET AL. nicht berücksichtigten Schaltertyp kritisch zu prüfen. Im Zweifelsfall ist eine nachträgliche Abwertung zur Betrachtung möglicher Worst-Case-Szenarien bzw. eine Recherche zu alternativen Gasgrenzwerten eine zielführende Lösung der Nichtkompatibilität. Da das zu implementierende HI Verfahren allgemeingültig sein soll, ist nur der Lösungsweg über eine Abwertung möglich. Hierbei wird die Höhe der Abwertung als Funktionsparameter umgesetzt, so dass der Anwender selbstständig verschiedene Szenarien überprüfen kann. Die Ermittlung des Bewertungsfaktors zur Stufenschalter-DGA erfolgt nach dem bekannten Schema über die folgende Wichtungsgleichung:

$$LTC DGAF = \frac{\sum_{j=1}^4 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^4 \omega_j} \quad (3-17)$$

Hierbei ist die Zuordnung des Faktors $LTC DGAF$ zum gesuchten Bewertungsfaktor entsprechend Tab. 3-12 durchzuführen. Die Parameter s_j und ω_j werden nach den Grenzwerten entsprechend Tab. 3-16 bestimmt.

Tab. 3-16: Bewertung der Gas in Ölkonzentration für verschiedene Stufenschaltertypen; Nach [7]

Schaltertyp	Gas	s_j				ω_j
		1	2	3	4	
Vakuum	CH_4	< 30	30 – 50	50 – 100	≥ 100	3
	C_2H_6	< 20	20 – 30	30 – 50	≥ 50	3
	C_2H_4	< 50	50 – 100	100 – 200	≥ 200	4
	C_2H_2	< 3	3 – 4	4 – 5	≥ 5	5
Resistiv	CH_4	< 100	100 – 200	200 – 300	≥ 300	3
	C_2H_6	< 50	50 – 100	100 – 200	≥ 200	3
	C_2H_4	< 200	200 – 400	400 – 600	≥ 600	5
	C_2H_2	< 500	500 – 1000	1000 – 5000	≥ 5000	3
Reaktiv mit Umschalter	CH_4	< 200	200 – 300	300 – 700	≥ 700	3
	C_2H_6	< 100	100 – 150	150 – 500	≥ 500	3
	C_2H_4	< 300	300 – 500	500 – 1400	≥ 1400	5
	C_2H_2	< 1000	1000 – 3000	3000 – 7500	≥ 7500	3
Reaktiv mit Wahlschalter	CH_4	< 50	50 – 150	150 – 250	≥ 250	3
	C_2H_6	< 30	30 – 50	50 – 100	≥ 100	3
	C_2H_4	< 100	100 – 200	200 – 500	≥ 500	5
	C_2H_2	< 10	10 – 20	20 – 25	≥ 25	3

Mit der Last des Transformators hängt direkt die Temperatur im Transformator zusammen. Da die Temperatur ein großer Einflussfaktor auf das Alterungsverhalten ist, ist die Berücksichtigung der Transformatorlast bei der HI Berechnung sinnvoll. JAHROMI ET AL. schlagen hierzu die Betrachtung der Lastspitzen S_i im Vergleich zur Nennlast S_B vor. Hierbei ist zunächst die Anzahl der jeweiligen Lastzyklen entsprechend der folgenden Einteilung zu ermitteln [7]:

- N_0 : Anzahl an Zyklen mit $\frac{S_i}{S_B} < 0,6$
- N_1 : Anzahl an Zyklen mit $0,6 \leq \frac{S_i}{S_B} < 1$

- N_2 : Anzahl an Zyklen mit $1 \leq \frac{S_i}{S_B} < 1,3$
- N_3 : Anzahl an Zyklen mit $1,3 \leq \frac{S_i}{S_B} < 1,5$
- N_4 : Anzahl an Zyklen mit $\frac{S_i}{S_B} \geq 1,5$

Anschließend kann der Lastfaktor LF mittels folgender Wichtung bestimmt werden [7]:

$$LF = \frac{\sum_{i=0}^4 (4-i) \cdot N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (3-18)$$

Eine Einteilung des von LF in das Bewertungsschema ist in Tab. 3-17 aufgeführt.

Tab. 3-17: Schema für die Bewertung der Transformatorenlast; Nach [7]

Wertungscode	LF
A	$LF \geq 3,5$
B	$2,5 \leq LF < 3,5$
C	$1,5 \leq LF < 2,5$
D	$0,5 \leq LF < 1,5$
E	$LF < 0,5$

3.3.2.3.2 HI_{JPCSF}

Die grundlegende Herangehensweise bei der Berechnung des HI_{JPCSF} ist vergleichbar zum Verfahren des HI_{NCPWS} . Neu ist eine erweiterte Parameterbasis, auf welcher die Berechnungen beruhen sowie teilweise angepasste Grenzwerte bei der Bewertung der einzelnen Komponenten. Wie beim HI_{NCPWS} wird der gesamt HI aus den Zustandsbewertungen zum Transformator und den gesonderten Bewertungen zum Stufenschalter bestimmt. Wobei hierfür das Verhältnis 60% zu 40% anzunehmen ist, wenn keine gesonderten Daten zur Betriebserfahrung im Unternehmen vorliegen. In der Tab. 3-18 sind die berücksichtigten Zustandskriterien sowie deren Wichtungsfaktoren K_j angegeben. Der resultierende HI_{JPCSF} ergibt sich aus der folgenden Gleichung [8]:

$$HI_{JPCSF} = 60\% \cdot \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HI_{JPCSF,j}}{4 \cdot \sum_{j=1}^{21} K_j} + 40\% \cdot \frac{\sum_{j=22}^{24} K_j HI_{JPCSF,j}}{4 \cdot \sum_{j=22}^{24} K_j} \quad (3-19)$$

Tab. 3-18: Überblick zu den für die Berechnung von HI_{JPCSF} verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [8]

Nr.	Zustandskriterium	K_j
1	DGA	10
2	Lasthistorie	10
3	Leistungsfaktor	10
4	Infrarot	10
5	Ölqualität	6
6	Gesamtzustand	8
7	Furangehalt oder Alter	5
8	Wicklungsverhältnis	5
9	Streureaktanz	8
10	Wicklungswiderstand	6
11	Kern-zu-Erde Isolationswiderstand	2
12	Zustand der Durchführungen	5
13	Korrosion des Haupttanks	2



14	Kühlsystem	2
15	Korrosion des Öltanks	1
16	Fundament	1
17	Erdung	1
18	Dichtungen und Verschlüsse	1
19	Anschlüsse	1
20	Ölleckage	1
21	Ölfüllstand	1
22	DGA am Stufenschalter	6
23	Ölqualität im Stufenschalter	3
24	Gesamtzustand des Stufenschalters	5

Die grundlegende Zuordnung eines resultierenden HI_{JPCSF} zu einer gut-/schlecht-Aussage erfolgt wie beim HI_{NCPWS} . Lediglich die zu erwartende Restlebenszeit für den Zustand *ausreichend* wird nicht mehr mit $3a$ bis $10a$ sondern mit bis zu $10a$ angegeben. Diese Anpassung wird auch für die Implementierung des HI_{NCPWS} übernommen. Außerdem geben JAHROMI ET AL. im neueren Verfahren keine Handlungsempfehlungen mehr an, sondern beschreiben den Grundzustand des Transformators etwas detaillierter. Da diese Beschreibung für das aktuelle Vorhaben nicht von Bedeutung ist, sondern eher die Handlungsempfehlungen interessieren, wird für die Einordnung des HI_{JPCSF} aus Tab. 3-10 herangezogen.

Aus den Positionen 8 bis 11 in Tab. 3-18 gehen die vier neuen Messverfahren, welche bei der Bewertung des Transformatorzustands berücksichtigt werden hervor. Jedes dieser Messverfahren liefert einen einfach zu interpretierenden Messwert. Somit ist für die Bewertung ein einfacher Grenzwertvergleich ausreichend. Diese Vergleiche sowie die zugehörige Einordnung in das Wertungssystem des HI_{JPCSF} ist für alle neuen Messverfahren in Tab. 3-19 dargestellt. Sowohl beim Wicklungsverhältnis als auch bei der Streureaktanz und dem Wicklungswiderstand werden die Abweichungen zu Herstellerangaben bzw. Vergleichsmessungen bewertet.

Tab. 3-19: Bewertung der in HI_{JPCSF} neu hinzugekommenen Messverfahren; Nach [8]

Wertungscode	Abweichung Wicklungsverhältnis (TR) in %	Abweichung Streureaktanz (LR) in %	Kern-zu-Erde Isolationswiderstand in $M\Omega$	Abweichung Wicklungswiderstand in %
A	$\Delta TR \leq 0,1$	$\Delta LR \leq 0,5$	$R \geq 1000$	$\Delta R < 1$
B	$0,1 < \Delta TR \leq 0,5$	$0,5 \leq \Delta LR < 1$	$100 \leq R < 1000$	$1 \leq \Delta R < 2$
C	$0,5 < \Delta TR \leq 1$	$1 \leq \Delta LR < 2$	$10 \leq R < 100$	$2 \leq \Delta R < 3$
D	$1 < \Delta TR < 2$	$2 \leq \Delta LR < 3$	$1 \leq R < 10$	$3 \leq \Delta R < 5$
E	$\Delta TR \geq 2$	$\Delta LR \geq 3$	$R < 1$	$\Delta R \geq 5$

Die Wartungsinformationen der einzelnen Komponenten werden wie bei HI_{NCPWS} berücksichtigt. Wenn eine Experteneinschätzung vorliegt, wird diese bei der Bewertung herangezogen ansonsten erfolgt eine Abschätzung anhand der vorhandenen Wartungsaufträge (siehe Tab. 3-11).

Das Vorgehen zur Bewertung der im Öl gelösten Gase kann direkt übernommen werden. Dies betrifft sowohl die Einordnung der Konzentrationsmesswerte als auch die Berechnung und Verarbeitung des Wertungsfaktors $DGAF$.

Auch die chemisch physikalische Ölanalyse (Zustandskriterium Ölqualität) ist weitgehend wie bei HI_{NCPWS} umgesetzt. Es wurden lediglich die Grenzwerte für einzelne Messungen überarbeitet und mit dem Leistungsfaktor des Öls wird ein zusätzlicher Parameter in der Bewertung berücksichtigt. Durch die Änderungen wird die Ölqualität wie beim HI_{HMANF} bewertet. Die einzelnen Grenzwerte können in Tab. 3-1 eingesehen werden.

Weiterhin bleibt die Berechnung und Einordnung des resultierenden Wertungsfaktors $CPAF$ wie bei HI_{NCPWS} (siehe Tab. 3-12).

Auch die Bewertung der Furan in Öl Konzentration ist grundlegend gleich geblieben. Es wurden lediglich strengere Grenzen für die Konzentrationswerte festgelegt. Die neuen Grenzwerte sind in Tab. 3-20 aufgeführt. Der Altersbezug wurde nicht angepasst und kann in Tab. 3-14 nachgesehen werden.

Tab. 3-20: Neue Grenzwerte für die Bewertung des Furangehalts im Öl; Nach [8]

Wertungscode	Furangehalt in ppm
A	0 – 0,1
B	0,1 – 0,25
C	0,25 – 0,5
D	0,5 – 1
E	> 1

Auch für das Zustandskriterium Leistungsfaktor des Aktiven Teils wurden die Grenzwerte zur Bewertung der Messwerte angepasst. Das grundlegende Vorgehen wird vom HI_{NCPWS} übernommen:

- Messung aller Isolationsstrecken bei 50Hz oder 60Hz und max. 10kV
- Betrachten des schlechtesten (größten) Wertes

Die angepassten Grenzwerte sind in Tab. 3-21 zu finden.

Tab. 3-21: Neue Grenzwerte für die Bewertung des Zustandskriteriums Leistungsfaktor; Nach [8]

Wertungscode	PF_{max} in %
A	$PF_{max} < 0,5$
B	$0,5 \leq PF_{max} < 0,7$
C	$0,7 \leq PF_{max} < 1,0$
D	$1,0 \leq PF_{max} < 2,0$
E	$PF_{max} \geq 2,0$

Das Zustandskriterium zur *Transformatorlast* kann direkt von HI_{NCPWS} übernommen werden.

Auch die Bewertung des Stufenschalterzustandes kann weitgehend übernommen werden. Lediglich bei der chemisch physikalischen Analyse des Stufenschalteröls ist auch der neu hinzugekommene Leistungsfaktor zu berücksichtigen. Außerdem wird bei der der Gas im Stufenschalterölanalyse empfohlen auch Gasquotienten zu betrachten. Als Beispiel geben JAHROMI ET AL. das Verhältnis von Ethen zu Ethin als Indikator von Kontaktverkokung an. Dabei ist eine Verkokung wahrscheinlich, wenn $\frac{c_{C_2H_4}}{c_{C_2H_2}} > 1$ ist. Ausgenommen sind hierbei Vakuumstufenschalter. Für alle anderen Schaltertypen muss der Wertungsfaktor $LTCDGAF$ mit $\frac{c_{C_2H_4}}{c_{C_2H_2}}$ multipliziert werden, wenn der Quotient größer als ein ist.

Bei der Implementierung des HI_{JPCSF} ist es zielführend den Bezug zum Vorgängerverfahren HI_{NCPWS} zu erhalten. Dies wird erreicht, indem die vorhandenen Eingangsgrößen überprüft werden. Hierbei gibt es die folgenden Möglichkeiten:

1. Es sind alle notwendigen Eingangsgrößen vorhanden: Berechnung nach dem aktuellen Verfahren.
2. Es fehlen die Messwerte zu den vier neuen Messverfahren (Wicklungsverhältnis, Streureaktanz, Wicklungswiderstand, Kern-zu-Erde Isolationswiderstand): Berechnung wie HI_{NCPWS} aber mit den aktuellen Grenzwerten und Wichtungsfaktoren.



3. Auch der Leistungsfaktor des Öls zur Bewertung der Ölqualität fehlt: Berechnung des entsprechenden Wertungsfaktors wie bei HI_{NCPWS} aber mit den aktuellen Grenzwerten und Wichtungsfaktoren.

Es ist anzunehmen, dass die Grenzwerte und Wichtungsfaktoren in Folge neuer Erkenntnisse angepasst wurden. Somit wird die Implementierung so ausgelegt, dass die Berechnungen so viel neue Komponenten der HI Berechnung berücksichtigt wie möglich. Das heißt, wenn ein Anwender den HI nach HI_{NCPWS} berechnen möchte, müssen explizit diese Berechnungsfunktionen aufgerufen werden. Ansonsten werden alle neuen Erkenntnisse bei der Berechnung einbezogen. Umgesetzt wird dies durch nullsetzen des Wichtungsfaktors für den zugehörigen Wertungsfaktor mit fehlenden Messwerten. Durch die Multiplikation mit Null werden eventuell vorhandene Teilergebnisse bei der Wichtung eliminiert. Außerdem wird der Einfluss des Wichtungsfaktors über den Nenner der Berechnung entfernt.

3.3.2.3.3 HI_{GNBT}

Das HI_{GNBT} Verfahren erweitert direkt den HI_{JPCSF} . Somit kann bei der Umsetzung auf die vorhandene Implementierung zurückgegriffen werden. Neben den zusätzlichen Parametern Leitfähigkeitsfaktor, Polarisationsindex und Leistungsfaktor bei $1mHz$ wurde die Berechnungsgleichung für den HI angepasst. Es wird keine feste Wichtung zwischen Transformator und Laststufenschalter vorgegeben, sondern es werden zwei allgemeine Parameter A_1 und A_2 eingesetzt. Um einen Gesamtanteil von 100% sicherzustellen wird die Berechnungsgleichung von GORGAN ET AL. so modifiziert, dass A_2 aus A_1 berechnet wird:

$$HI_{JPCSF} = A_1 \cdot \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HI_{JPCSF,j}}{4 \cdot \sum_{j=1}^{21} K_j} + (100\% - A_1) \cdot \frac{\sum_{j=22}^{24} K_j HI_{JPCSF,j}}{4 \cdot \sum_{j=22}^{24} K_j} \quad (3-20)$$

Da jedoch GORGAN ET AL. keine weiteren Angaben zu einer günstigen Parameterwahl treffen, werden die Werte der Vorgängerverfahren als Standardwerte übernommen ($A_1 = 60\%$). Tab. 3-22 fasst das erweiterte HI Verfahren zusammen. Die neuen Parameter sind an den Positionen 22 bis 24 zu finden. Auch die Wichtungsfaktoren K_j wurden von HI_{JPCSF} übernommen. Nur der Einfluss vom Wicklungswiderstand wurde etwas vergrößert.

Tab. 3-22: Überblick zu den für die Berechnung von HI_{GNBT} verwendeten Zustandskriterien sowie deren Einfluss auf den Gesamtzustand des Transformators; Nach [9]

Nr.	Zustandskriterium	K_j
1	DGA	10
2	Lasthistorie	10
3	Leistungsfaktor	10
4	Infrarot	10
5	Ölqualität	6
6	Gesamtzustand	8
7	Furangehalt oder Alter	5
8	Wicklungsverhältnis	5
9	Streureaktanz	8
10	Wicklungswiderstand	8
11	Kern-zu-Erde Isolationswiderstand	2
12	Zustand der Durchführungen	5
13	Korrosion des Haupttanks	2
14	Kühlsystem	2
15	Korrosion des Öltanks	1

16	Fundament	1
17	Erdung	1
18	Dichtungen und Verschlüsse	1
19	Anschlüsse	1
20	Ölleckage	1
21	Ölfüllstand	1
22	Leitfähigkeitsfaktor	10
23	Polarisationsindex	10
24	Verlustfaktor bei 1mHz	10
25	DGA am Stufenschalter	6
26	Ölqualität im Stufenschalter	3
27	Gesamtzustand des Stufenschalters	5

Die Leitfähigkeit gibt den Alterungszustand des Isolationssystems gut wieder und ist somit ein geeigneter Parameter für eine HI Bestimmung. Für die Ermittlung des HI_{GNBT} wird ein Leitfähigkeitsfaktor k_c berechnet. Dieser ergibt sich aus den Absorptions- $i_a(t)$ und Resorptionsströmen $i_r(t)$ nach 30s und 60s [9]:

$$k_c = \frac{i_a(30s) - i_r(30s)}{i_a(60s) - i_r(60s)} \quad (3-21)$$

Da Wasser eine hohe Polarität hat, wirkt sich der Wassergehalt stark auf den Polarisationsindex k_p aus. Somit ist der Polarisationsindex gut geeignet um ein Isolationssystem hinsichtlich des Wassergehalts zu bewerten. Der Polarisationsindex wird aus den Absorptionsströmen nach 60s und 600s berechnet [9]:

$$k_p = \frac{i_a(60s)}{i_a(600s)} \quad (3-22)$$

Durch den Verlustfaktor bei niedrigen Frequenzen werden Verschmutzungen des Isolationssystems deutlich. Daher wurde auch dieser Parameter für die Bestimmung des HI_{GNBT} ergänzt. Tab. 3-23 zeigt die Einordnung der neuen Parameter in das Wertungsschema für die HI Bestimmung.

Tab. 3-23: Grenzwerte für die Bewertung der neuen Parameter für die Bestimmung von HI_{GNBT} ; Nach [9]

Wertungs- code	Leitfähigkeitsfaktor k_c	Polarisationsindex k_p	Verlustfaktor bei 1mHz
A	$k_c \geq 1,4$	$k_p \geq 2$	$\tan \delta(1mHz) \leq 2$
B	$1,4 > k_c \geq 1,3$	$1,25 \leq k_p < 2$	$2 < \tan \delta(1mHz) \leq 5$
C	$1,3 > k_c \geq 1,2$	$1,1 \leq k_p < 1,25$	$5 < \tan \delta(1mHz) \leq 20$
D	$1,2 > k_c \geq 1,1$	$1 \leq k_p < 1,1$	$20 < \tan \delta(1mHz) \leq 100$
E	$k_c < 1,1$	$k_p < 1$	$\tan \delta(1mHz) > 100$

Bei der Implementierung von HI_{GNBT} wird das Vorgehen von HI_{JPCSF} übernommen. Das heißt der für die HI Berechnung minimal notwendige Parametersatz wird durch HI_{NCPWS} (siehe Tab. 3-9) vorgegeben. Fehlen darüber hinaus Angaben für die Bestimmung eines neu hinzugekommenen Zustandskriteriums, wird das Kriterium durch nullsetzen des zugehörigen Wichtungsfaktors K_j ignoriert.

3.3.2.4 HI_{MAJ}

MALIK ET AL. begründen das von ihnen entwickelte HI Verfahren auf den am häufigsten verwendeten Routinetests. Dabei werden diese Messverfahren in zwei Gruppen eingeteilt [19]:



1. Analyse des Isolieröls (DGA und Furangehalt), Leistungsfaktor und Erregerstrom, Betriebs- und Wartungsinformationen, Alter des Transformators
2. Windungsverhältnis, SFRA

Für die Berechnung des HI_{MAJ} werden die Mess- bzw. Ergebnisgrößen der Verfahren aus Gruppe 1 mit einer Note von drei (bestes) bis null (schlechtestes) bewertet. Die Auswertung der Verfahren aus der zweiten Gruppe liefert Subtraktionswerte. Dabei ist der Wert umso größer je schlechter der Transformatorzustand nach dem jeweiligen Verfahren einzuschätzen ist. Der resultierende HI Wert ergibt sich als gewichtete Summe der Bewertungen bezüglich der Gruppe eins Verfahren und anschließender Subtraktion der Werte aus den Gruppe zwei Verfahren [19].

Bei der Umsetzung des HI_{MAJ} haben sich zwei schwerwiegende Kritikpunkte herausgestellt. Diese führen dazu, dass die Implementierung des HI_{MAJ} in das zu entwickelnde Bewertungsverfahren nicht zielführend ist. Der erste Kritikpunkt bezieht sich auf die Berechnung der gewichteten Summe der Bewertungen für die Gruppe 1 Verfahren: Wichtungsfaktoren werden nur im Rahmen eines Beispiels angegeben. Zudem machen die Autoren keine Angaben darüber wie die Wahl der Wichtungsfaktoren zu erfolgen hat. Außerdem sind die Kriterien zur Ermittlung der Bewertung eines Messverfahrens nicht in jedem Fall klar definiert. Z. B. werden für den Erregerstrom oder die SFRA die Abweichung zu Referenzwerten berücksichtigt. Dabei sprechen die Autoren von normalen bzw. guten Werten für die Note drei. Die schlechteren Bewertungen werden bei leichten bis signifikanten Abweichungen vergeben. Da diese Einschätzung subjektiv ist, sind die Werte für den HI_{MAJ} nicht reproduzierbar bzw. von der Ausführenden Person abhängig. Dies führt zu einer schlechten Vergleichbarkeit von HI_{MAJ} Werten zu verschiedenen Zeiten sowie zwischen vergleichbarer/baugleicher Transformatoren.

3.3.2.5 HI_{HP}

Das Verfahren von HAEMA und PHADUNGTHIN weist eine starke Ähnlichkeit zu den kombiniert umgesetzten Verfahren aus Abschnitt 3.3.2.3 auf. Bewertet werden 21 verschiedene Kriterien. Wobei vier Kriterien zur gesonderten Zustandsermittlung des Stufenschalters verwendet werden. Auch die Berechnungsgleichung des resultierenden HI wurde von den anderen Verfahren übernommen. Für die einzelnen Zustandskriterien werden Wertungsfaktoren (0 bis 4) vergeben und diese anschließend unterschiedlich gewichtet. Zusätzlich erfolgt eine Wichtung zwischen Transformator und Stufenschalter mit 60% zu 40%. In Tab. 3-24 sind alle Zustandskriterien sowie die zugehörigen Wichtungsfaktoren zusammengefasst. Der resultierende HI_{HP} ergibt sich nach der folgenden Gleichung [11], [12]:

$$HI_{HP} = 60\% \cdot \frac{\sum_{j=1}^{17} K_j \cdot HI_{HP,j}}{284} + 40\% \cdot \frac{\sum_{j=18}^{21} K_j \cdot HI_{HP,j}}{44} \quad (3-23)$$

Tab. 3-24: Zustandskriterien und Wichtungsfaktoren für die Berechnung von HI_{HP} ; Nach [11]

Nr.	Zustandskriterium	K_j
1	DGA	10
2	Lasthistorie	10
3	Leistungsfaktor	10
4	Infrarot	10
5	Ölqualität	8
6	Furangehalt	6
7	Gesamtzustand	1
8	Zustand der Durchführungen	5
9	Überspannungsschutz	3

10	Ausgleichsbehälter	1
11	Haupttank	1
12	Ölfiler Heißleitung	1
13	Radiator und Kühlsystem	1
14	Schaltschrank	1
15	Erdungsdrössel N-Leiter	1
16	Schutzsystem	1
17	Spannungsregelung	1
18	Behälter Stufenschalter	1
19	Schaltschrank Stufenschalter	1
20	DGA am Stufenschalter	6
21	Ölqualität im Stufenschalter	3

Die Bewertung der DGA kann weitgehend von den kombiniert umgesetzten Verfahren übernommen werden. Das heißt, für jedes Gas wird entsprechend der im Öl vorherrschenden Konzentration eine Teilbewertung vergeben. Anschließend werden alle Teilbewertungen wie folgt gewichtet [11]:

$$DGAF = \frac{\sum_{j=H_2}^{CO_2} S_j \omega_j}{\sum_{j=H_2}^{CO_2} S_{max,j} \omega_j} \cdot 100 \quad (3-24)$$

Dabei können die Konzentrationsgrenzwerte sowie die Wichtungsfaktoren ω aus Tab. 3-2 bis auf eine Ausnahme entnommen werden. Für das Gas C_2H_6 gilt der Wichtungsfaktor $\omega_3 = 1$. Die Zuordnung des $DGAF$ Wertes sowie eine Einschätzung in Bezug auf den Transformatorzustand erfolgt nach Tab. 3-25.

Tab. 3-25: Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Öl gelösten Gase; Nach [11]

Wertungsfaktor	Zustandsbewertung	DGAF
4	Gut	$DGAF \leq 20\%$
3	Akzeptabel	$21\% \leq DGAF \leq 30\%$
2	Vorsicht ist geboten	$31\% \leq DGAF \leq 40\%$
1	Schlecht	$41\% \leq DGAF \leq 50\%$
0	Sehr schlecht	$DGAF \geq 51\%$

Die Einteilung des $DGAF$ in die verschiedenen Wertebereiche wurde durch die Autoren ungünstig gewählt. Denn Teile des zu betrachtenden Wertebereiches bei den Übergängen zwischen den Wertungsfaktoren sind nicht definiert (z. B. 20% bis 21% für den Übergang von 4 zu 3). Dieser Umstand wird bei der Implementierung des Verfahrens durch Modifikation in Anlehnung an die anderen HI Verfahren korrigiert. Dabei wird die obere Grenze jedes Wertebereiches durch den Vergleichsoperator kleiner als abgefragt. Für die Untergrenze der Nachfolgekategorie gilt der vorherige obere Grenzwert. Dieser wird durch den Vergleichsoperator größer/gleich geprüft.

Zur Lasthistorie schreiben die Autoren nur, dass die maximale Last der letzten 12 Monate betrachtet werden soll, da eine Überlast den Alterungsvorgang beschleunigt. Wie jedoch der Lastverlauf zu bewerten ist, bleibt dem Experten, welcher den HI_{HP} eines Transformators bestimmt, überlassen. Um zu diesem Punkt die Möglichkeit zu geben, den subjektiven Einfluss des Experten abzumindern, wird zusätzlich das Lastbewertungsverfahren von HI_{NCPWS} implementiert. Das heißt, wenn keine direkte Lastbewertung durch den Experten an den HI_{HP} Algorithmus übergeben wird, erfolgt die Berechnung eines Lastfaktors (Gleichung (3-18)) sowie die Bewertung dieses Faktors nach Tab. 3-17.



Für die Bewertung der im Stufenschalteröl gelösten Gase wählen HAEMA und PHADUNGTHIN einen anderen Ansatz. Dabei werden zunächst drei verschiedene Gasquotienten bestimmt. Anschließend werden für jeden Quotienten Punkte (s_j) in Abhängigkeit des Wertes vergeben. Dabei wird nur zwischen gut ($s_j = 1$) und schlecht ($s_j = 6$) unterschieden. Die resultierenden Punkte werden entsprechend der folgenden Gleichung gewichtet [11]:

$$DGATF = \frac{\sum_{j=1}^3 s_j \omega_j}{\sum_{j=1}^3 s_{max,j} \omega_j} \cdot 100 \quad (3-25)$$

Für die Wichtungsfaktoren ω_j jedes Quotienten geben die Autoren den Wert 4 an. Wobei für den Wertebereich von ω_j mit eins bis fünf angegeben ist. Demnach ist es möglich die Wichtung der einzelnen Quotienten entsprechend eigener Erfahrungen zu modifizieren. Daher werden die Wichtungsfaktoren entsprechend flexibel implementiert und mit vier als Standardwert belegt. Die Bewertung der einzelnen Quotienten sind in Tab. 3-26 und die Einordnung des $DGATF$ ist in Tab. 3-27 angegeben.

Tab. 3-26: Berechnung und Einordnung der Quotienten zur Bewertung der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [11]

Quotient	Punkte s_j	
	1	6
$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_6}$	< 0,5	≥ 0,5
$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2}$	< 2,0	≥ 2,0
$\frac{C_2H_4}{C_2H_2}$	< 1,0	≥ 1,0

Tab. 3-27: Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [11]

Wertungsfaktor	Zustandsbewertung	DGAF
4	Gut	$DGATF \leq 25\%$
3	Akzeptabel	$26\% \leq DGATF \leq 40\%$
2	Vorsicht ist geboten	$41\% \leq DGATF \leq 60\%$
1	Schlecht	$61\% \leq DGATF \leq 80\%$
0	Sehr schlecht	$DGATF \geq 81\%$

Auch für die Implementierung des $DGATF$ gilt, dass die Wertebereiche modifiziert werden um die Definitionslücken auszugleichen.

Die Bewertung des Leistungsfaktors kann direkt von HI_{NCPWS} übernommen werden (siehe Tab. 3-15).

Auch die Ermittlung der Wertungsfaktoren für die Ölqualität (OQF) sowie für den Furan-gehalt können weitgehend von den bisher betrachteten HI Verfahren übernommen werden. Bei der Ölqualität werden die Messwerte für Durchschlagsspannung, Oberflächenspannung, Neutralisationszahl (Säuregehalt), Wassergehalt sowie Ölfarbe berücksichtigt. Für jeden Parameter wird eine Punktzahl s_j zwischen 1 (gut) und 4 (schlecht) vergeben. Die Punkte aller Parameter werden mit den Wichtungsfaktoren ω_j nach der folgenden Gleichung gewichtet [11]:

$$OQF = \frac{\sum_{j=1}^5 S_j \omega_j}{\sum_{j=1}^5 S_{max,j} \omega_j} \cdot 100 \quad (3-26)$$

Da sich die Grenzwerte zur Ermittlung der Ölqualität im HI_{HP} Verfahren von den bisher betrachteten Verfahren unterscheiden, sind diese in Tab. 3-28 angegeben. Als ergänzende Information sind auch die Wichtungsfaktoren mit aufgeführt. Diese entsprechen jedoch den bisher bekannten Werten.

Tab. 3-28: Zuordnung der Messwerte der chemisch-physikalischen Ölanalyse zu den Punkten und Wichtungsfaktoren für die Berechnung des Wertungsfaktors OQF ; Nach [11] bzw. [12]

Messverfahren	Spannungsebene			S_j	w_j
	$U \leq 69kV$	$69kV < U < 230kV$	$U \geq 230kV$		
Durchschlagsfestigkeit ¹⁹ in kV	≥ 46	≥ 53	≥ 56	1	3
	44-46	51-53	54-56	2	
	42-44	49-51	52-54	3	
	< 42	< 49	< 52	4	
Oberflächenspannung in mN / m	> 32	> 40		1	2
	27-32	32-40		2	
	22-27	25-32		3	
	≤ 22	≤ 25		4	
Säuregehalt in (mg of KOH) / g	$\leq 0,05$	$\leq 0,04$	$\leq 0,03$	1	1
	0,05-0,1	0,04-0,1	0,03-0,07	2	
	0,1-0,2	0,1-0,15	0,07-0,1	3	
	$\geq 0,2$	$\geq 0,15$	$\geq 0,1$	4	
Feuchtigkeit in ppm	≤ 25	≤ 15	≤ 10	1	4
	25-30	15-20	10-15	2	
	30-35	20-25	15-20	3	
	> 35	> 25	> 20	4	
Farbbewertung nach ASTM D-1500		$\leq 1,5$		1	2
		1,5-2,0		2	
		2,0-2,5		3	
		$\geq 2,5$		4	

Das Vorgehen zur Ermittlung der Wertungsfaktoren zur chemisch-physikalischen Ölanalyse gilt sowohl für das Öl im Transformator als auch für das Öl im Stufenschalter. Der resultierende Wertungsfaktor wird in Abhängigkeit von OQF nach den Angaben in Tab. 3-29 bestimmt [12].

Tab. 3-29: Wertungsfaktoren für das Zustandskriterium bezüglich der im Stufenschalteröl gelösten Gase; Nach [12]

Wertungsfaktor	Zustandsbewertung	OQF
4	Gut	$OQF \leq 25\%$
3	Akzeptabel	$26\% \leq OQF \leq 40\%$
2	Vorsicht ist geboten	$41\% \leq OQF \leq 60\%$
1	Schlecht	$61\% \leq OQF \leq 80\%$
0	Sehr schlecht	$OQF \geq 81\%$

Auch für Tab. 3-29 gilt, dass die Definitionslücken in den Wertebereichen durch entsprechende Modifikation bei der Implementierung behoben werden.

Der Wertungsfaktor zum Furangehalt wird direkt vom Konzentrationsmesswert abgeleitet. Jedoch geben die Autoren die Maßeinheit des Messwertes nicht an (üblich ist ppb oder ppm). Aufgrund der in Tab. 3-30 angebenen Grenzwerte ist jedoch die Angabe

¹⁹ Elektrodenabstand von $1mm$ nach ASTM D1816



der Furankonzentration in *ppm* plausibel. HAEMA und PHADUNGTHIN haben auch bei der Einteilung der Furangrenzwerte Definitionslücken im Wertebereich. Diese wurden direkt in Tab. 3-30, durch Anpassen der Obergrenzen sowie des zugehörigen Vergleichsoperators von kleiner/gleich auf kleiner als, korrigiert.

Tab. 3-30: Einteilung der Wertungsfaktoren zur Furankonzentration; Nach [11] bzw. [12]

Wertungsfaktor	Zustandsbewertung	c_{2-FAL} (ppm)
4	Gut	$c_{2-FAL} < 0,5$
3	Akzeptabel	$0,5 \leq c_{2-FAL} < 1,0$
2	Vorsicht ist geboten	$1,0 \leq c_{2-FAL} < 1,5$
1	Schlecht	$1,5 \leq c_{2-FAL} < 2,0$
0	Sehr schlecht	$c_{2-FAL} \geq 2,0$

HAEMA und PHADUNGTHIN gehen in ihrer Veröffentlichung nicht auf die eingeschränkte Anwendbarkeit der Furankonzentration als Bewertungsfaktor für die Alterung der Papierisolation ein: Der Messwert verliert nach Ölregeneration oder –austausch seine Bedeutung [7]. Daher wird zusätzlich die Ermittlung des Wertungsfaktors anhand des Transformatoralters nach Tab. 3-14 implementiert. Dies ermöglicht die Bestimmung des Wertungsfaktors zum Furangehalt auch bei nicht Verfügbarkeit oder Ungültigkeit der entsprechenden Messwerte und erweitert somit die Anwendbarkeit des HI_{HP} Verfahrens.

Die Wertungsfaktoren zu den Zustandskriterien, welche auf der visuellen Inspektion beruhen, sind direkt durch den ausführenden Experten anzugeben. Dabei geben HAEMA und PHADUNGTHIN lediglich die Bedeutung der einzelnen Zustandskriterien an, aber nicht das Vorgehen bei Nichtverfügbarkeit eines Kriteriums [11]. Aufgrund der Vielzahl an Kriterien, welche der visuellen Inspektion zuzuordnen sind, ist ein solches Vorgehen jedoch zielführend. Denn die gesamte HI_{HP} Berechnung ist bereits bei Fehlen eines Parameters nicht mehr möglich. Um diesem Umstand vorzubeugen kann beispielsweise der Wertungsfaktor des fehlenden Parameters unter einer worst-case-Annahme auf null gesetzt werden. Jedoch ist durch das kombiniert umgesetzte HI Verfahren auch ein Vorgehen zur Bewertung der Parameter zur visuellen Inspektion basierend auf den Wartungsinformationen verfügbar (siehe Tab. 3-11). Da hierdurch der Zustand des Transformators realistischer als durch die worst-case-Annahme eingeschätzt wird, wird das HI_{HP} Verfahren bei der Implementierung um die entsprechende Funktionalität erweitert.

Mit Kenntnis des HI_{HP} kann der Zustand eines Transformators in eine der fünf folgenden Kategorien eingestuft und entsprechende Wartungsmaßnahmen abgeleitet werden (auch bei dieser Einteilung wurden Definitionslücken im Wertebereich direkt korrigiert) [11]:

- $85\% < HI_{HP} \leq 100\%$: Sehr guter Zustand, normale Wartung
- $70\% < HI_{HP} \leq 85\%$: Guter Zustand, normale Wartung
- $50\% < HI_{HP} \leq 70\%$: Ausreichender Zustand, erhöhter Diagnoseaufwand
- $30\% < HI_{HP} \leq 50\%$: Schlechter Zustand, starten der Planung zum Ersetzen oder Erneuerung des Transformators unter Berücksichtigung des Betriebsrisikos
- $HI_{HP} \leq 30\%$: Sehr schlechter Zustand, Sofortige Risikobeurteilung

3.3.2.6 HI_{ZMYX}

ZHOU ET AL. stellen in ihrer Veröffentlichung [20] einen entropiegewichteten HI Ansatz vor. Dabei wird die Entropie als ein Maß für den Informationsgehalt eines Signals interpretiert. Bezogen auf den HI werden Zustandskriterien mit einem, anhand der Entropie ermittelten, großen Einfluss für die Zustandsbewertung bei der HI Berechnung stärker gewichtet. Durch die adaptive Berechnung der Wichtungsfaktoren für alle Zustandskriterien sollen subjektive Einflüsse, welche bei der Festlegung statischer Wichtungsfaktoren vorhanden sind, eliminiert werden. Zudem führt die entropiebasierte Ermittlung von

Wichtungsfaktoren dazu, dass Signale mit großer Änderung stärker gewichtet werden. Eine solche Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung von Messwerten ist bei HI Verfahren mit statischen Wichtungsfaktoren nicht vorhanden [20].

Ein Nachteil des HI_{ZMYX} ergibt sich aus dessen Berechnung: Um die Vergleichbarkeit aller betrachteten Messwerte herzustellen, muss jedes Signal normiert werden. Durch diese Normierung kann anhand des HI_{ZMYX} keine absolute Aussage zum Zustand eines Transformators getroffen werden [20]. Vielmehr ist die zeitliche Entwicklung des HI, wie z.B. die Verschlechterung des Zustands bezogen auf einen Startzeitpunkt, ersichtlich. Dennoch bietet das HI_{ZMYX} Verfahren eine Reihe von Vorteilen, weswegen die Implementierung für die angestrebte Diagnosesoftware zielführend ist:

- Keine Vorgabe der zu betrachtenden Zustandskriterien
 - Flexibel anwendbar, in Bezug auf zu verwendende Messgrößen sowie auf Transformatortyp
 - Keine Einschränkung durch fehlende Kenngrößen
- Minimierung subjektiver Einflüsse
- Resultierende Wichtungsfaktoren sind bereits eine wertvolle Information für den Experten

Bei der Anwendung des HI_{ZMYX} müssen als erstes die auszuwertenden Zeitreihen ausgewählt werden. Dabei repräsentiert jede Zeitreihe ein Zustandskriterium, welches bei der Transformatorenbewertung berücksichtigt wird. Anschließend müssen die Werte, welche den besten (p_{max}) bzw. den schlechtesten (p_{min}) Zustand des Transformators in Bezug auf das aktuelle Zustandskriterium, aus der jeweiligen Messreihe gewählt werden. Dieser Schritt muss für jedes betrachtete Zustandskriterium durchgeführt werden. Danach können die Elemente u_{ij} der normierten Bewertungsmatrix $U = (u_{ij})_{m \times n}$ wie folgt bestimmt werden [20]:

$$u_{ij} = \frac{p_{ij} - p_{min}}{p_{max} - p_{min}} \quad (3-27)$$

Dabei ist m die Anzahl an Messwerten innerhalb der Zeitreihen (Index i) und n die Anzahl an betrachteten Zustandskriterien (Index j). Unter Kenntnis von U kann die Entropie H_j eines jeden Zustandskriteriums bestimmt werden [20]:

$$H_j = - \frac{\sum_{i=1}^m f_{ij} \ln f_{ij}}{\ln m} \quad (3-28)$$

$$f_{ij} = \frac{1 + u_{ij}}{\sum_{i=1}^m 1 + u_{ij}}$$

Die entropiebasierten Wichtungsfaktoren w_j jedes Zustandskriteriums ergeben sich aus der Anzahl aller berücksichtigten Zustandskriterien sowie deren Entropiewerte [20]:

$$w_j = \frac{1 - H_j}{n - \sum_{j=1}^n H_j} \quad (3-29)$$

Wie für Wichtungsfaktoren üblich gilt auch für die entropiebasierte Wichtung, dass die Summe aller Wichtungsfaktoren eins ergeben muss [20].

Abschließend wird der entropiegewichtete HI für jeden Zeitpunkt der Zeitreihen wie folgt berechnet [20]:



$$HI_{ZMYX} = \sum_{j=1}^n U_j \cdot w_j \quad (3-30)$$

Dabei sind U_j die Werte zu allen betrachteten Zustandsparametern der normierten Bewertungsmatrix zu einem Zeitpunkt. Durch Berechnung des HI_{ZMYX} über alle Zeitpunkte wird die Entwicklung des Zustandes der betrachteten Komponente bestimmt. Dieser Verlauf gibt Aufschluss über die relative Zustandsänderung der Komponente.

3.3.2.6.1 Grenzwertbereinigter entropiebasierter Health-Index

Bei dem entropiebasierten HI wird der fehlende absolute Bezug durch die Normierung der Messwerte auf p_{min} bzw. p_{max} verursacht. Denn diese Werte werden aus allen vorhandenen Messungen abgeleitet. Werden dagegen Grenzwerte aus Normen, Richtlinien o.ä. für die Normierung angewendet, bewegt sich der HI_{ZMYX} Verlauf auch innerhalb dieser absoluten Grenzen. Wobei ein kleiner HI Wert aufzeigt, dass alle Zustandsparameter im Bereich der vorgegebenen Minimalgrenzen sind. Nachfolgend wird diese Modifikation anhand eines Beispiels geprüft.

Als Beispiel wird der Sub-Index 1 des HI_{HMANF} (chemisch-physikalische Ölparameter) für einen Transformator mit einer Nennspannung von mindestens 230kV gewählt. Zum Test der Vermutung werden die Normierungsgrenzen p_{min} bzw. p_{max} für den HI_{ZMYX} auf die Grenzwerte entsprechend Tab. 3-1 gesetzt. Zusätzlich wurde die Berechnung von u_{ij} so implementiert, dass ein gegebener Messwert p_{ij} auf den Wertebereich der Normierungsgrenzen begrenzt wird. Hierdurch wird der für u_{ij} angedachte Wertebereich von 0 bis 1 eingehalten. Die Modifikation des entropiebasierten HI Verfahrens wird als wirksam angesehen, wenn der Test folgende Ergebnisse zeigt:

- Für Messwerte $p_{ij} \geq p_{max}$ ($s_j = 1$, bei HI_{HMANF}) werden für beide HI Verfahren übereinstimmend bestmögliche Ergebnisse erwartet.
 - $HI_{HMANF} = 4$
 - $HI_{ZMYX} = 1$
- Für Messwerte $p_{ij} \leq p_{min}$ ($s_j = 4$, bei HI_{HMANF}) werden für beide HI Verfahren übereinstimmend schlechteste mögliche Ergebnisse erwartet.
 - $HI_{HMANF} = 0$
 - $HI_{ZMYX} = 0$
- Bei allen anderen Werten unterscheiden sich die Verfahren, da die Wichtungsfaktoren von HI_{ZMYX} von der Entropie der Messwerteverläufe abhängen.

Für die Nachweisrechnung wurden alle CPA Messungen linear von p_{max} auf p_{min} abgesenkt und zu jedem Messpunkt die HI werte bestimmt. Das Ergebnis zu dieser Rechnung ist in Abb. 3-1 zu sehen. Es wurde zusätzlich eine zweite Rechnung durchgeführt. Bei dieser wurde der Wert für die Durchschlagsspannung konstant gehalten. Das Ergebnis hierzu ist in Abb. 3-2 dargestellt.

Aus den Ergebnissen der ersten Testrechnung geht hervor, dass die Ermittlung des HI_{ZMYX} wie erwartet funktioniert. Somit bekommt dieses HI Verfahren eine absolute Aussagekraft, wenn die Normierungsgrenzen der verwendeten Messwerte entsprechend vorgegeben und nicht aus den Messwerten heraus bestimmt werden. Beispielsweise kann somit jedes in diesem Kapitel beschriebene Verfahren auch entropiebasiert umgesetzt werden. Dies hat den Vorteil, dass ein alternativer HI Wert, dessen Wichtungsfaktoren allein vom Messwerteverlauf abhängen, bestimmt wird. Diese Tatsache untermauert das in Abb. 3-2 aufgezeigte Ergebnis. Da der Wert für die Durchschlagsspannung konstant gehalten wird, wird dieser Zustandsparameter nicht in der Berechnung des

HI_{ZMYX} berücksichtigt, denn der entsprechende Wichtungsfaktor ist Null. Da die Verschlechterung der anderen Parameter unverändert ist, ist auch der resultierende HI_{ZMYX} gleich. Jedoch wird bei der Bewertung des Transformatorzustandes anhand der Wichtungsfaktoren ersichtlich, welche Messwerte und somit Teilkomponenten des Transformators einen relevanten Einfluss auf den Gesamtzustand haben. Somit ist der HI_{ZMYX} eine sinnvolle Ergänzung zu den bestehenden Verfahrenen.

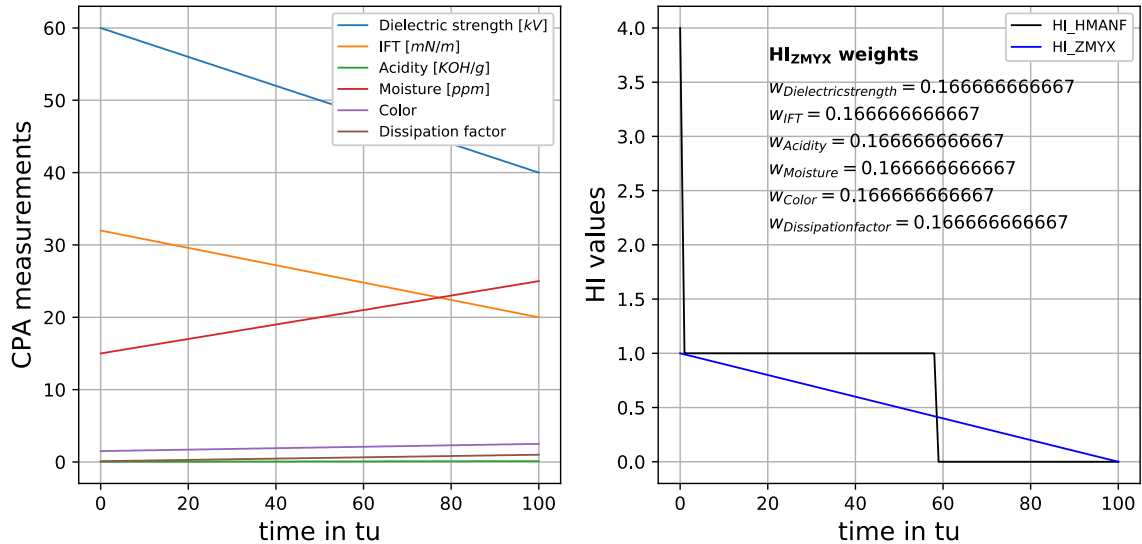


Abb. 3-1: Ergebnis der Testrechnung zum Nachweis der Anwendbarkeit des HI_{ZMYX} auf absolute Wertebereiche

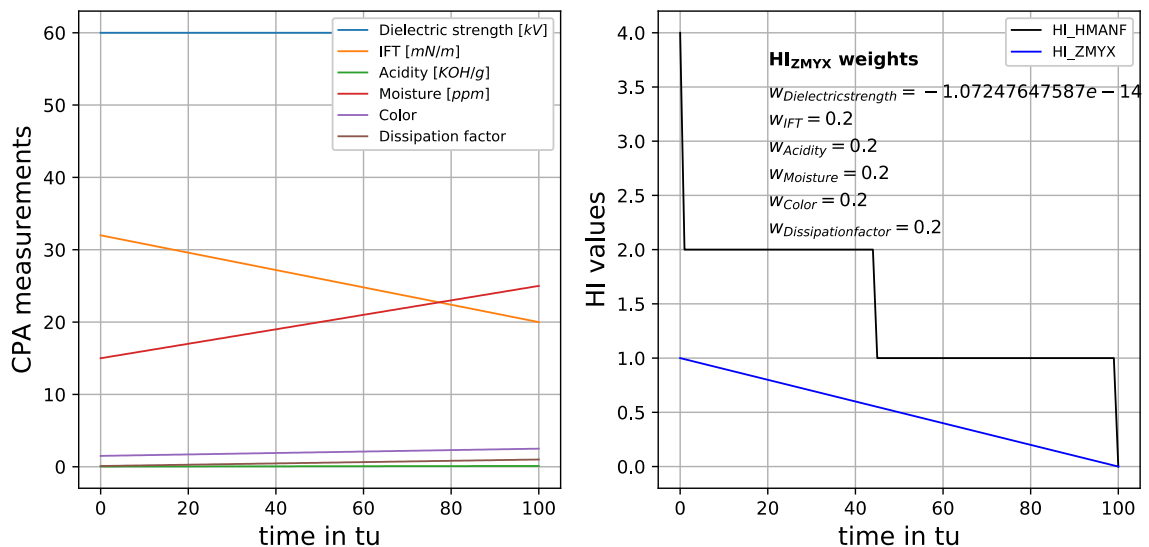


Abb. 3-2: Veranschaulichung der entropiebasierten Bestimmung der Wichtungsfaktoren von HI_{ZMYX}

Ein nicht zu vernachlässigender Nachteil der entropiebasierten Wichtung wird in Abb. 3-3 deutlich. Für diese Testrechnung wurden grundlegend die gleichen Randbedingungen wie in der vorherigen Testrechnung eingestellt. Der einzige Unterschied ist, dass die Durchschlagsspannung in diesem Fall konstant auf dem zulässigen Minimum liegt. Dies führt dazu, dass beim klassischen HI Verfahren der entsprechende Sub-Index deutlich kleiner ist (Wertung 2 anstatt 4 zu Beginn der Rechnung). Da der Verlauf der Durchschlagsspannung konstant ist, ignoriert der entropiegewichtete HI diesen Parameter (siehe Wichtungsfaktor in Abb. 3-3 rechts). Somit reagiert der entropiegewichtete HI nicht auf die Änderung der Randbedingungen von Rechnung zwei zu Rechnung drei.

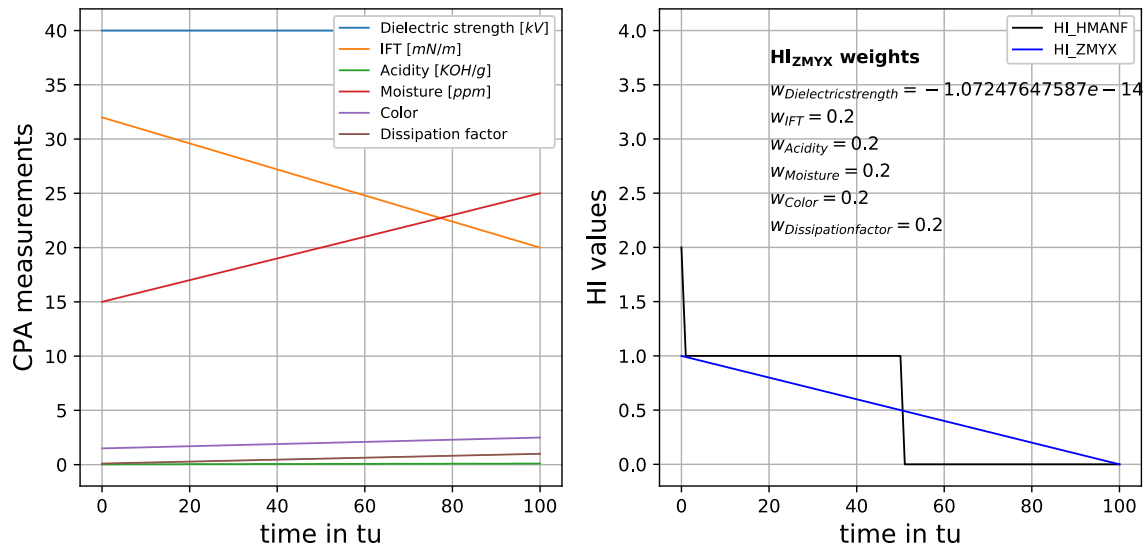


Abb. 3-3: Veranschaulichung des Nachteils einer rein entropiebasierten Wichtung

Um diesen Umstand zu korrigieren muss der erweiterte HI Ansatz um eine Datenvorverarbeitung ergänzt werden:

1. Ermittlung der Minimalwerte jedes Messwerteverlaufs.
2. Kontrolle der Minimalwerte auf die Nähe bzw. ein Überschreiten der Vorgegebenen minimalen Grenzwerte (p_{min}).
3. Ausgeben Entsprechender Warnungen.
4. Optional: Anwender kann für entsprechende Zustandsfaktoren eigene Wichtungsfaktoren vorgeben.
 - a. Erfassen der neuen Wichtungsfaktoren, die Summe der neuen Faktoren muss dabei kleiner eins sein.
 - b. Berechnen der entropiebasieren Wichtungsfaktoren.
 - c. Skalieren aller Wichtungsfaktoren, so dass Summe der Faktoren eins ergibt und die Vorgegebenen Anteile erhalten bleiben.

Für die Skalierung der Wichtungsfaktoren sind zwei Varianten möglich:

1. Berechnen der entropiebasierten Wichtungsfaktoren mit allen Eingangsgrößen.
 - a. Verwerfen der Faktoren für die Zustandsparameter mit vorgegebenen Faktoren.
 - b. Skalierung:
 - i. Bestimmen der Summe für die Vorgegebenen Wichtungsfaktoren ($\omega_{sum,v}$)
 - ii. Bestimmen der Summe für die entropiegewichteten Wichtungsfaktoren ($\omega_{sum,e}$)
 - iii. Bestimmen des Skalierungsfaktors: $f_s = \frac{1-\omega_{sum,v}}{\omega_{sum,e}}$
 - iv. Skalierung: $\omega_{Entropie,skaliert} = f_s \cdot \omega_{Entropie}$
2. Berechnen der entropiebasierten Wichtungsfaktoren ohne die Eingangsgrößen mit vorgegebenen Wichtungsfaktoren.
 - a. Skalierung:
 - i. Bestimmen der Summe für die Vorgegebenen Wichtungsfaktoren ($\omega_{sum,v}$)
 - ii. Bestimmen der Summe für die entropiegewichteten Wichtungsfaktoren ($\omega_{sum,e}$)

- iii. Bestimmen des Skalierungsfaktors: $f_s = \frac{1 - \omega_{sum,v}}{\omega_{sum,e}}$
- iv. Skalierung: $\omega_{Entropie,skaliert} = f_s \cdot \omega_{Entropie}$

Bei der ersten Variante beeinflussen die Zustandskriterien mit den vorgegebenen Wichtungsfaktoren die Verteilung der entropiebasierten Wichtungsfaktoren durch den Messwerteverlauf. Ist dieser Einfluss unerwünscht muss nach Variante zwei verfahren werden.

3.3.2.7 Ergänzendes HI Verfahren britischer Netzbetreiber

Ein weiteres Dokument, welches auch hinsichtlich HI für Transformatoren interessant ist, wurde erst zur späteren Projektlaufzeit bekannt. Veröffentlicht wurde dieses durch eine Arbeitsgruppe der britischen Versorgungsnetzbetreiber [25]. Inhalt des Dokumentes ist ein allgemeines Verfahren zur Zustandsbewertung, Abschätzung von Ausfallfolgen sowie der abschließenden Risikobestimmung für wesentliche Komponenten des elektrischen Versorgungsnetzes. Da die Zustandsbewertung anhand eines HI Verfahrens erfolgt, welches eine alternative Vorgehensweise zu den bisher betrachteten Verfahren bietet, wird dieses im aktuellen Abschnitt näher erläutert und für die Umsetzung in der Diagnosesoftware implementiert.

Die durch das Verfahren verwendeten Grenzwerte und Parameter sind auf die Transformatoren des britischen Netzes angepasst, daher ist es empfehlenswert diese Werte vor Einsatz des Verfahrens zu prüfen und ggf. an eigene Erfahrungen / statistische Daten anzupassen. Auch die weiterführenden Betrachtungen, wie die Abschätzung von Ausfallfolgen und die anschließende Risikobewertung sind speziell auf das britische System zugeschnitten und werden daher nicht weiter betrachtet. Das anhand des Dokumentes abgeleitete HI verfahren wird im Folgenden als HI_{DNO} bezeichnet. Die Autoren der DNO Arbeitsgruppe rechnen den HI eines Betriebsmittels in eine Fehlerwahrscheinlichkeit um. Da diese Wahrscheinlichkeit keine wirklichen neuen Informationen beinhaltet (insbesondere bei unbekanntem / unsicheren statistischen Randbedingungen), wird auch diese Umrechnung nicht näher betrachtet.

Der Wertebereich für HI_{DNO} ist zwischen 0,5 und 10 festgelegt. Dabei steht 0,5 für einen neuwertigen Zustand bei dem die Fehlerwahrscheinlichkeit durch typische Anfangsfehler, wie z.B. Fehler bei der Montage, bestimmt wird. Ein Betriebsmittel mit der Bewertung 10 ist in einem sehr schlechten Zustand. Für diesen Zustand wird von einer im Vergleich zum neuwertigen Betriebsmittel zehnfachen Fehlerwahrscheinlichkeit ausgegangen. Ein weiterer wichtiger Punkt in der Bewertungsskala ist 5,5. Ein solches Betriebsmittel zeigt erste Alterungserscheinungen und ist durch eine im Vergleich zum neuwertigen Zustand doppelten Fehlerwahrscheinlichkeit charakterisiert [25].

Das Verfahren zur Berechnung von HI_{DNO} ist ein Teilverfahren zur Berechnung der Fehlerwahrscheinlichkeit im betrachteten Referenzdokument [25]. Bei der Berechnung werden verschiedene Einflussgrößen, wie Umwelteinflüsse, Alterungsverhalten sowie Ergebnisse von Diagnosemessungen berücksichtigt. In Abb. 3-4 ist das Vorgehen zur Berechnung von HI_{DNO} zusammengefasst.

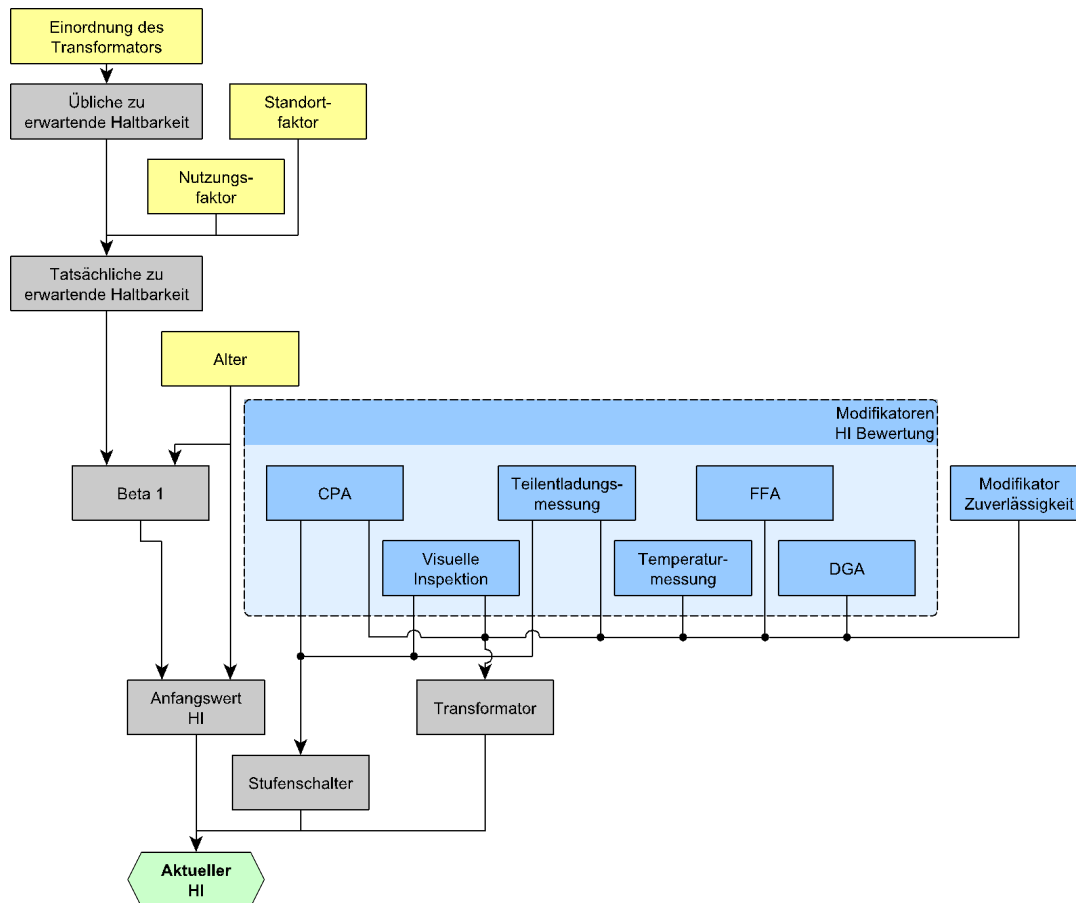


Abb. 3-4: Grundlegendes Vorgehen zur Berechnung von HI_{DNO} ; Nach [25]

Aus dem Schema zur Berechnung des HI_{DNO} geht hervor, dass zunächst eine initiale HI Bewertung bestimmt wird ($HI_{DNO,0}$). Anschließend wird dieser Wert anhand aktueller Diagnosemessungen korrigiert, so dass sich der finale HI_{DNO} ergibt. Bei Transformatoren ist dabei zu beachten, dass die Berechnungen zusätzlich für den Stufenschalter gesondert durchzuführen sind. Der finale HI ergibt sich abschließend als Maximalwert von Transformator und Stufenschalter [25].

Die Berechnung des initialen HI ist ein mehrstufiger Algorithmus, bei dem zunächst die zu erwartende Standardlebensdauer des Transformators bestimmt wird. Für britische Transformatoren mit Baujahr ab 1980 wird eine Standardlebensdauer von 50 Jahren angegeben. Transformatoren mit Baujahr vor 1980 sowie Stufenschalter haben eine Standardlebensdauer von 60 Jahren. Im nächsten Schritt wird die Standardlebensdauer an die Rand- und Umgebungsbedingungen nach der folgenden Gleichung angepasst [25]:

$$t_{erwartet} = \frac{t_{standard}}{f_{Nutzung} \cdot f_{Aufstellort}} \quad (3-31)$$

Der Faktor für den Aufstellort wird anhand der Parameter

- Entfernung zur Küste (in km),
- Höhenlage (in m),
- Korrosionskategorie des Aufstellortes sowie
- Aufstellart (innen / außen)

bestimmt. Die nachfolgende Tab. 3-31 zeigt alle notwendigen Teilfaktoren zur Berechnung von $f_{\text{Aufstellort}}$. Dabei ist der Standardwert für die Faktoren einzusetzen, für welche die Parameterangabe unbekannt ist.

Tab. 3-31: Parameter zur Bestimmung des Faktors für den Aufstellungsort; Nach [25]

Entfernung zur Küste	f_{A1}	Höhenlage	f_{A2}	Korrosionskategorie	f_{A3}	Aufstellort
$\leq 1\text{km}$	1,35	$\leq 100\text{m}$		1	0,9	
$> 1\text{km}; \leq 5\text{km}$	1,1	$> 100\text{m}; \leq 200\text{m}$	0,9	2	0,95	Innen
$> 5\text{km}; \leq 10\text{km}$	1,05	$> 200\text{m}; \leq 300\text{m}$	1	3	1	Außen
$> 10\text{km}; \leq 20\text{km}$	1	$> 300\text{m}$	1,05	4	1,1	
$> 20\text{km}$	0,9		1,1	5	1,25	
Standard	1		1		1	Außen

Die Berechnung des Aufstellungsfaktors erfolgt in Abhängigkeit des Aufstellungsortes. Für Transformatoren außerhalb von Gebäuden gilt [25]:

$$f_{\text{Aufstellort,außen}} = \begin{cases} \max(f_{A1}, f_{A2}, f_{A3}) + (n_{\text{Faktoren größer 1}} - 1) \cdot 0,05 & \text{wenn } \max(f_{A1}, f_{A2}, f_{A3}) > 1 \\ \min(f_{A1}, f_{A2}, f_{A3}) & \text{wenn } \max(f_{A1}, f_{A2}, f_{A3}) \leq 1 \end{cases} \quad (3-32)$$

Ist ein Transformator innerhalb eines Gebäudes aufgestellt, wird dieser zusätzliche Schutzeffekt wie folgt berücksichtigt [25]:

$$f_{\text{Aufstellort,innen}} = 0,25 \cdot (f_{\text{Aufstellort,außen}} - 0,9) + 0,9 \quad (3-33)$$

Für Transformatoren wird der Nutzungsfaktor anhand der maximalen Last unter normalen Betriebsbedingungen abgeleitet. Dabei wird zusätzlich der Typ des Transformators unterschieden. Bei Stufenschaltern hängt der Nutzungsfaktor von der durchschnittlichen täglichen Schalthäufigkeit ab. Tab. 3-32 gibt eine Übersicht zu der Zuordnung der Nutzungsfaktoren.

Tab. 3-32: Bestimmung der Nutzungsfaktors für Transformatoren und Stufenschalter; Nach [25]

Max. Last bei normalem Betriebsbedingungen	Verteiltransformator	f_{Nutzung} Netztransformator	Primärtransformator	Mittlere tägliche Schalthäufigkeit	f_{Nutzung} Stufenschalter
$\leq 50\%$	0,9	1	1	≤ 7	0,9
$> 50\%; \leq 70\%$	0,95	1,05	1,05	$> 7; \leq 14$	1
$> 70\%; \leq 100\%$	1	1,1	1,1	$> 14; \leq 28$	1,2
$> 100\%$	1,4	1,4	1,4	> 28	1,3
Standard	1	1	1	Standard	1

Nach Berechnung der Korrekturfaktoren für die Nutzung und den Aufstellort des Transformators, muss die Alterungsrate β bestimmt werden [25]:

$$\beta = \frac{\ln\left(\frac{HI_{\text{erwartet}}}{HI_{\text{neu}}}\right)}{t_{\text{erwartet}}} \quad (3-34)$$

Hierbei ist für den neuwertigen HI (HI_{neu}) 0,5 und für den HI bei Erreichen der erwarteten Lebensdauer (HI_{erwartet}) 5,5 einzusetzen. Mit Hilfe der Alterungsrate und des aktuellen



Alters wird $HI_{DNO,0}$ berechnet und anschließend anhand des aktuellen Zustandes korrigiert [25]:

$$HI_{DNO,0} = HI_{neu} \cdot e^{\beta \cdot \text{Alter}}$$

$$HI_{DNO} = \begin{cases} HI_{DNO,Bewertung,max} & \text{wenn } HI_{DNO,0} \cdot f_{Bewertung} > HI_{DNO,Bewertung,max} \\ HI_{DNO,Bewertung,min} & \text{wenn } HI_{DNO,0} \cdot f_{Bewertung} < HI_{DNO,Bewertung,min} \\ HI_{DNO,0} \cdot f_{Bewertung} & \text{sonst} \end{cases} \quad (3-35)$$

Auch in Gleichung [(3-35) oben] ist für den neuwertigen HI 0,5 einzusetzen. Außerdem wird $HI_{DNO,0}$ auf einen maximalen Wert von 5,5 begrenzt. Das heißt, ergibt Gleichung [(3-35) oben] einen größeren Wert muss $HI_{DNO,0}$ auf den Grenzwert festgelegt werden. Der initiale HI wird anhand aktueller Messungen und Beobachtungen zu dem tatsächlichen HI hin korrigiert. Zusätzlich kann der HI anhand des Zuverlässigkeitsfaktors an besondere Umstände (z.B. bekannte vom Hersteller angezeigte Probleme oder Erkenntnisse aus forensischen Analysen baugleicher Transformatoren) angepasst werden. Für diesen Korrekturfaktor wird der Wertebereich $0,6 \leq f_{Zuverlässigkeit} \leq 1,5$ empfohlen. Weiterhin kann der Minimalwert des $HI_{DNO,0}$ vor der Korrektur an einen entsprechend für einen Transformatorentyp geeigneten Minimalwert angehoben werden [25].

Die Anpassung des initialen HI an den aktuell beobachteten bzw. gemessenen Zustand erfolgt anhand

- eines entsprechenden Faktors $f_{Bewertung}$,
- einer Maximalgrenze $HI_{DNO,Bewertung,max}$ und
- einer Minimalgrenze $HI_{DNO,Bewertung,min}$.

Beide Grenzwerte werden auf das Produkt von $HI_{DNO,0}$ und $f_{Bewertung}$ angewendet. In den Fällen bei denen die Anwendung der Grenzwerte sinnvoll ist, wird dies entsprechend begründet und kann im Quelldokument [25] in Bezug auf Transformatoren des britischen Übertragungsnetzes nachgelesen werden. Weiterhin ist bei der Grenzwertanpassung die Reihenfolge entscheidend (siehe Gleichung [(3-35) unten]). Der HI muss zunächst an die obere und anschließend an die untere Grenze angepasst werden. Dadurch bleiben schlechte Diagnoseergebnisse, welche ein Anheben der unteren Grenze bewirken, bei der Grenzwertanpassung in jedem Fall erhalten.

Für die Berechnung des Anpassungsfaktors $f_{Bewertung}$ müssen zunächst die Faktoren für den Beobachteten Zustand ($f_{Beobachtung}$) und den gemessenen Zustand ($f_{Messung}$) bestimmt werden. Zu jedem dieser Faktoren müssen festgelegte Untersuchungen durchgeführt und entsprechende Teilfaktoren (f_{B1} bis f_{B5} bzw. f_{M1} und f_{M2}) ermittelt werden. Die Untersuchungen sind für Transformatoren wie folgt festgelegt [25]:

- Visuelle Inspektion (Beobachtungen)
 - Zustand Haupttank
 - Zustand Kühler und Wärmetauscher
 - Zustand Durchführungen
 - Zustand Kabine
 - Zustand Kabelkästen
- Messungen
 - Teilentladungsmessung
 - Temperaturmessung

Beim Stufenschalter sind die folgenden Untersuchungen durchzuführen [25]:

- Visuelle Inspektion (Beobachtungen)

- Äußerer Zustand
 - Interner Zustand
 - Zustand Antriebsmechanismus
 - Zustand Auswahl- und Umschalterkontakte
 - Zustand Auswahl- und Umschalterschirmgeflecht
- Teilentladungsmessung

Der Zusammenhang zwischen den gemessenen Werten bzw. beobachteten Zuständen und den zugehörigen Teilfaktoren kann aus den Tabellen im Anhang des Quelldokumentes [25] entnommen werden. Da diese Werte auf das britische Versorgungsnetz angepasst sind, ist eine Übernahme dieser umfassenden Tabellen nicht zielführend. Jedoch wird bei der Implementierung dieses HI Verfahrens zunächst auf diese Werte zurückgegriffen um ein Referenzbeispiel des Verfahrens zu erhalten. Bei der Anwendung auf eine abweichende Transformatorflotte ist eine Überprüfung aller Parameter durch entsprechende Experten ratsam. Sind zu einem Kriterium keine aktuellen Daten vorhanden, sind entsprechende Standardwerte zu vergeben. Diese sind ebenfalls in den zum Kriterium gehörigen Tabellen aufgeführt [25].

Das Zusammenfassen verschiedener Teilfaktoren erfolgt nach dem „Maximum and Multiple Increment“ (MMI) Algorithmus. Dadurch wird sichergestellt, dass der ungünstigste Teilfaktor den stärksten Einfluss auf den resultierenden Faktor hat. Der MMI Algorithmus ist in Abb. 3-5 veranschaulicht. Die Nenner zur Berechnung der dritten Hilfsvariablen $V3$ werden für Transformatoren und Stufenschalter mit 1,5 angegeben [25].

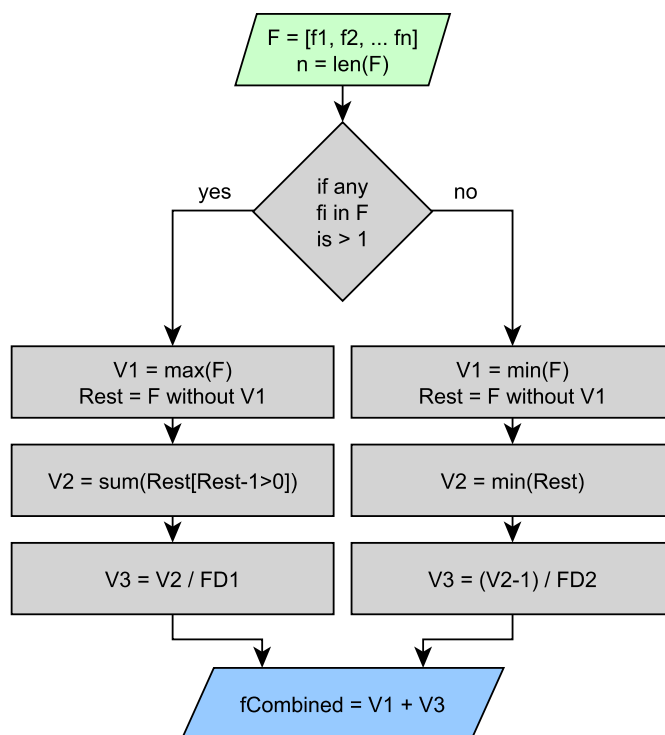


Abb. 3-5: Zusammenfassen mehrerer Teilfaktoren mittels MMI Algorithmus

Die unteren bzw. oberen Grenzwerte welche am Ende des Verfahrens auf den resultierenden HI angewendet werden, müssen so zusammengefasst werden, dass die stärkste Anpassung erhalten bleibt. Da die Standardgrenzen $HI_{DNO,Bewertung,min} = 0,5$ und $HI_{DNO,Bewertung,max} = 10$ sind bedeutet dies, dass für die untere Grenze das Maximum aller Grenzwerte und für die obere Grenze das Minimum zu verwenden ist.

Durch dieses allgemeine Berechnungsschema ist das HI_{DNO} Verfahren nicht auf die durch die britischen Autoren angeführten Beobachtungs- und Messgrößen begrenzt,



sondern kann flexibel an verschiedene Umstände angepasst werden. Hierzu müssen zu jedem neuen Zustandskriterium die Grenzwerte bzw. Beobachtungsgrößen festen Faktoren sowie minimalen und maximalen HI Grenzen zugeordnet werden. Anschließend können die neuen Verfahren mit vergleichbaren Faktoren mittels MMI Algorithmus zusammengefasst werden.

Bei der Bewertung von Transformatoren nach dem britischen Verfahren werden neben bisher betrachteten Einflussgrößen wichtige Diagnoseverfahren gesondert betrachtet. Das erste dieser Verfahren ist die CPA. Wobei der Säure- und Feuchtigkeitsgehalt des Öls sowie die Durchschlagsspannung untersucht werden. Für jedes Kriterium wird in Abhängigkeit des Messwertes eine Bewertung vergeben. Anschließend werden diese Wertungen w_i wie folgt in eine CPA-Wertung w_{CPA} zusammengefasst [25]:

$$w_{CPA} = 80 \cdot w_{\text{Feuchtigkeitsgehalt}} + 125 \cdot w_{\text{Säuregehalt}} + 80 \cdot w_{\text{Durchschlagsspannung}} \quad (3-36)$$

Die nachfolgende Tab. 3-33 zeigt den Zusammenhang zwischen der CPA-Wertung und dem entsprechenden Bewertungsfaktor f_{CPA} sowie der minimalen HI Grenze $HI_{DNO,CPA,min}$. Da Öl regeneriert werden kann wird die maximale Bewertungsgrenze auf $HI_{DNO,CPA,max} = 10$ festgelegt [25].

Tab. 3-33: Zuordnung der CPA-Wertung zu einem entsprechenden Wertungsfaktor sowie einer Minimalgrenze für den resultierenden HI; Nach [25]

w_{CPA}	f_{CPA}	$HI_{DNO,CPA,min}$
$> -0,01; \leq 50$	0,9	0,5
$> 50; \leq 200$	1,0	0,5
$> 200; \leq 500$	1,05	0,5
$> 500; \leq 1000$	1,1	0,5
$> 1000; \leq 10000$	1,2	3,0

Auch für die DGA wird eine Gesamtwertung w_{DGA} anhand der Einzelwertungen, welche sich aus den Gaskonzentrationen von H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 sowie C_2H_2 ableiten, berechnet [25]:

$$w_{DGA} = 50 \cdot w_{H_2} + 30 \cdot w_{CH_4} + 30 \cdot w_{C_2H_4} + 30 \cdot w_{C_2H_6} + 120 \cdot w_{C_2H_2} \quad (3-37)$$

Die minimale Bewertungsgrenze $HI_{DNO,DGA,min}$ wird anhand der DGA-Wertung bestimmt [25]:

$$HI_{DNO,DGA,min} = \frac{w_{DGA}}{220} \quad (3-38)$$

Für die maximale Bewertungsgrenze der DGA gilt das gleiche wie für die CPA. Dieser Wert wird auf $HI_{DNO,DGA,max} = 10$ festgelegt, da das Öl erneuert werden kann. Der Bewertungsfaktor für die DGA f_{DGA} leitet sich aus dem Trend der DGA Wertung ab [25]:

$$dw_{DGA} = \frac{w_{DGA,aktuell} - w_{DGA,vorher}}{w_{DGA,vorher}} \cdot 100\% \quad (3-39)$$

Die Zuordnung des Bewertungsfaktors zum aktuellen Trend erfolgt nach Tab. 3-34.

Tab. 3-34: Zuordnung der DGA-Wertung zum aktuellen Trend der Konzentrationswerte der im Öl gelösten Gase sowie zum resultierenden Bewertungsfaktor; Nach [25]

dw_{DGA}	Einordnung Trend	f_{DGA}
$> -1000\%; \leq -5\%$	Negativ	0,9
$> -5\%; \leq 5\%$	Neutral	1,0

> 5%; ≤ 25%	Klein	1,1
> 25%; ≤ 100%	Signifikant	1,2
> 100%; ≤ 1000%	Groß	1,5

Der Bewertungsfaktor für die Furankonzentration im Öl f_{FFA} wird direkt anhand der aktuell gemessenen Konzentration abgeleitet (Tab. 3-35). Auch die minimale Bewertungsgrenze $HI_{DNO,FFA,min}$ wird anhand der aktuellen Konzentration bestimmt. Hierzu wird auf einen Modellzusammenhang zwischen der Papieralterung und dem Konzentrationswert c_{FFA} zurückgegriffen [25]:

$$HI_{DNO,FFA,min} = 2,33 \cdot c_{FFA}^{0,68} \quad (3-40)$$

Die maximale Bewertungsgrenze wird auch für die FFA-Analyse auf $HI_{DNO,FFA,max} = 10$ festgelegt.

Tab. 3-35: Zuordnung der Furankonzentration zum resultierenden Bewertungsfaktor f_{FFA} ; Nach [25]

c_{FFA} in ppm	f_{FFA}
≤ 4	1,0
> 4; ≤ 5	1,1
> 5; ≤ 6	1,25
> 6; ≤ 7	1,4
> 7	1,6

3.3.3 Betrachtung Leistungsfaktor und Verlustfaktor

Der Verlustfaktor (dissipation factor – DF) ist ein effektives und anerkanntes Werkzeug zur Bewertung eines Isolationssystems. Daher ist dieser Parameter zu Recht in vielen HI Verfahren vertreten. Im amerikanischen Raum erfolgt die Bewertung anhand des Leistungsfaktors (power factor – PF). Diese Verwendung unterschiedlicher Bewertungsparameter kann zu Problemen bzw. Unsicherheit bei der Anwendung von HI Verfahren führen. Denn nicht in jedem Fall ist eindeutig ersichtlich welchen Parameter die Autoren eines Verfahrens verwenden. Als Beispiel sei hier das nachfolgende Zitat von JAHROMI ET AL. (HI_{JPSCF}) aufgeführt: „The **power factor or dissipation factor** measurement is an important source of data to monitor transformer and bushing conditions.“ [8]. Um Fehler in der Implementierung der Verfahren zu vermeiden sowie einer Verunsicherung des Anwenders vorzubeugen wird daher in diesem Abschnitt die Vergleichbarkeit der Bewertungsparameter im relevanten Wertebereich überprüft.

Ausgangspunkt für die vergleichende Betrachtung von PF bzw. DF ist das Leistungs-dreieck. Dieses stellt den Zusammenhang zwischen der Scheinleistung S , Wirkleistung P sowie Blindleistung Q in der komplexen Ebene dar. Zur Veranschaulichung ist ein allgemeines Leistungs-dreieck in Abb. 3-6 aufgeführt. Zusätzlich wurden in dem Dreieck der Winkel für die Phasenverschiebung φ sowie der Verlustwinkel δ eingetragen.

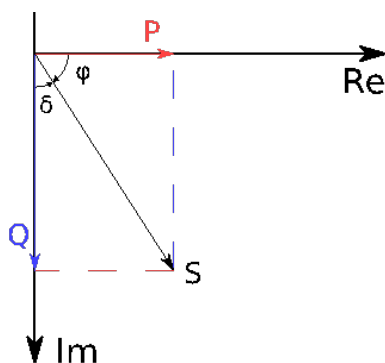


Abb. 3-6: Veranschaulichung eines Leistungs-dreiecks mit Phasenverschiebung (φ) und Verlustwinkel (δ)



Weiterhin kann aus der Literatur die folgende Definition für DF und PF entnommen werden [26]:

$$\begin{aligned} DF &= \tan \delta \\ PF &= \cos \varphi \end{aligned} \quad (3-41)$$

Aus der Darstellung der Winkel in Abb. 3-6 wird die Definition des Verlustwinkels deutlich: Bei einem idealen kapazitiven Bauelement beträgt die Phasenverschiebung 90° . Der Verlustwinkel mindert die Phasenverschiebung ab. Demnach hängen beide Winkel wie folgt zusammen:

$$\varphi = 90^\circ - \delta \quad (3-42)$$

Über diese Beziehung stehen auch die Bewertungskriterien DF bzw. PF im Zusammenhang. Laut KÜCHLER sind DF und PF für kleine Verlustwinkel nahezu identisch [26]. Für diesen Fall können Grenzwertauswertungen, welche für PF ausgelegt wurden direkt für DF übernommen werden. Somit sind HI Verfahren, aus Sicht der Isolationsbewertung anhand der Verlustmessung, des amerikanischen Raumes direkt auf den europäischen Raum übertragbar. Abb. 3-7 verdeutlicht diese Tatsache anhand der vergleichenden Darstellung zwischen PF und DF für Verlustwinkel bis 5° . Die dabei auftretenden Werte von DF bzw. PF überschreiten deutlich die Maximalgrenzen aller bekannten HI Verfahren. Hierdurch wird die Übertragbarkeit der Verfahren zusätzlich bestätigt.

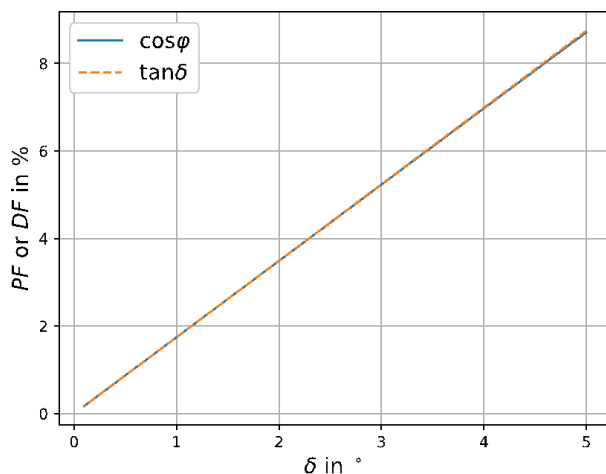


Abb. 3-7: Vergleich von PF und DF für kleine Verlustwinkel

4 Detaillierte Analyse einzelner Messverfahren

4.1 Auswertung der Messwerte zu Gas in Öl Konzentrationen – Stand von Wissenschaft und Technik

4.1.1 DGA – Methoden

Die Messwerte zur Analyse der gelösten Gase (Dissolved Gas Analysis – DGA) können nach verschiedenen Methoden ausgewertet werden [27], [28]: Schlüsselgas, Dörnenburg, Rogers, Müller & Schliesing & Soldner (MSS), IEC60599, Duval, CIGRE, VDE, IEEE u.a.

Die Interpretation der Messwerte einer DGA ist schwer und benötigt viel Erfahrung. Zudem wird empfohlen nicht nur die Messwerte an sich, sondern auch die Betriebshistorie sowie die Betriebsmitteldaten bei der Auswertung zu berücksichtigen [29]. Zudem wird angeraten eine DGA nach verschiedenen Methoden auszuwerten und erst dann Rückschlüsse auf den Transformatorzustand zu ziehen [28].

Steht eine Datenbasis zu DGA einer Transformatorenbaureihe zur Verfügung, so ist es möglich eine Trendermittlung zu diesem Datensatz durchzuführen. Mit Hilfe eines solchen Trends kann auf Designschwächen oder typische Fehlermuster der Baureihe geschlossen werden [29]. Außerdem weist das Abweichen einzelner Transformatoren auf gesonderte Betriebszustände oder das Ausbilden eines Fehlers hin.

Die DGA ist nicht zur Detektion von sich schnell entwickelnden Fehlern (Sekunden- bis Minutenbereich) geeignet (z.B. Versagen der Windungsisolation). Dieser Umstand wird auch durch online Überwachung nicht nennenswert verbessert²⁰ [29].

4.1.1.1 Schlüsselgasanalyse

Bei der Schlüsselgasanalyse wird einzelnen Gasen mit einer auffälligen Konzentration im Transformatorenöl jeweils ein bestimmter Fehlertyp zugeordnet. Zusätzlich treten höhere Konzentrationen anderer Gase auf, welche einen Fehlertyp spezifizieren oder bekräftigen können. Tab. 4-1 fasst das Analyseverfahren zusammen.

Tab. 4-1: Zusammenfassung der Schlüsselgasanalyse; Nach [28]

Fehlertyp	Schlüsselgas	Begleitgase	Mögliche Ergebnisse
Überhitzen der Leiter	CO_2/CO (Kohlenoxide)	CH_4 und C_2H_4 wenn der Fehler ölprägnierte Strukturen betrifft	Verfärben der Papierisolation. Überlastung und/oder Problem bei der Kühlung. Schlechte Verbindung bei Leitungen oder Stufenschalter. Streustrompfad und/oder magnetischer Streufluss.
Überhitzen des Öls	C_2H_4 (Ethylen)	CH_4 und kleinere Mengen an H_2 und C_2H_6 . Spuren von C_2H_2 bei ernsthaften Fehlern oder Beteiligung elektrischer Kontakte	Verfärbung von Metall. Zerstörung der Papierisolation. Starke Karbonisierung des Öls.
Teilentladung	H_2 (Wasserstoff)	CH_4 und geringe Mengen an C_2H_6 und C_2H_4	Durch Alterung und elektrischer Belastung geschwächte

²⁰ Die DIN EN 60599 [5] widerspricht dieser Aussage im Punkt 8.1.1.



			Isolation. Löchrige Papierisolation mit Kohlenstoff. Mögliche Kohlepartikel im Öl. Eventuell lockerer Schirm, schlechte Erdung von Metall-objekten.
Bogen-entladung	C_2H_2 (Acetylen)	H_2 und geringe Mengen an CH_4 und C_2H_4	Metallschmelze, schlechte Kontakte bei Stufenschalter- oder Leitungskontakten. Durch Alterung und elektrischer Belastung geschwächte Isolation. Karbonisiertes Öl. Zerstörtes Papier, wenn es im Lichtbogenpfad war oder überhitzt wurde.

4.1.1.2 Verfahren nach IEEE (C57.104)

Mit dem IEEE-Verfahren werden Konzentrationsgrenzen zur Schlüsselgasanalyse angegeben. Das Verfahren wurde für Transformatoren ohne Vorgeschichte hinsichtlich technischer Probleme entwickelt und ist nicht allgemein akzeptiert. Ziel des Verfahrens ist das Treffen einer Aussage zum Weiterbetrieb eines Transformators bzw. zur Wartungsplanung [28]. Daher ist es geeignet Aussagen anderer DGA-Interpretationsmethoden besser einzuordnen.

Anhand der Konzentrationen von Kombinationen verschiedener, brennbarer Einzelgase sowie der Gesamtkonzentration an brennbaren Gasen (Total Dissolved Combustible Gas - TDGC) wird der Zustand eines Transformators in eine der vier folgenden Kategorien eingeordnet [28]:

1. Der Transformatorbetrieb ist zufriedenstellend.
 - a. Die Gesamtmenge brennbarer Gase ist unter dem entsprechenden Grenzwert.
 - b. Einzelgase welche Kategorie-Grenzwerte überschreiten sollten genauer untersucht werden.
 - c. Ist die Entstehungsrate der Gesamtgasmenge $> 30 \frac{ppm}{a}$, wird der Zustand aus Sicht der durchzuführenden Handlungen als Kategorie 2 bewertet.
2. Es kann ein Fehler vorliegen.
 - a. Gesamtmenge brennbarer Gase übersteigt Normalgrenze.
 - b. Einzelgase welche Kategorie-Grenzwerte überschreiten sollten genauer untersucht werden.
 - c. Eine häufigere Probenahme zur Bestimmung der Gasentstehungsraten wird empfohlen.
3. Das Vorliegen eines Fehlers oder einer Kombination aus Fehlern ist wahrscheinlich.
 - a. Die Gesamtmenge brennbarer Gase weist auf einen hohen Zersetzungsgrad der Isolation/des Öls hin.
 - b. Einzelgase welche Kategorie-Grenzwerte überschreiten sollten genauer untersucht werden.

- c. Eine häufigere Probenahme zur Bestimmung der Gasentstehungsraten wird empfohlen.
4. Der Weiterbetrieb kann zum Defekt des Transformators führen.
- a. Die Gesamtmenge brennbarer Gase weist auf einen übermäßigen Zersetzungsgrad der Isolation/des Öls hin.
 - b. Ist die Entstehungsrate der Gesamtgasmenge $> 30 \frac{\text{ppm}}{\text{d}}$, ist eine Außerbetriebnahme in Betracht zu ziehen²¹.

Die zu den Kategorien festgelegten Grenzwerte sind in Tab. 4-2 aufgeführt. Hierzu wird darauf hingewiesen, dass signifikante Gasentstehungsraten Transformatorabhängig sind. Weiterhin ist die Gasentstehungsrate anhand der Betriebstage zu berechnen, das heißt Stillstandstage werden bei der Berechnung nicht berücksichtigt [28]:

$$\frac{dc}{dt} = \frac{c_2 - c_1}{t_2 - t_1 - t_{\text{Stillstand}}} \quad (4-1)$$

Tab. 4-2: Grenzwerte der Gaskonzentrationen in zur DGA-Auswertung nach IEEE-Methode; Nach [28]

Kategorie	H ₂ in ppm	CH ₄ in ppm	C ₂ H ₂ in ppm	C ₂ H ₄ in ppm	C ₂ H ₆ in ppm	CO in ppm	CO ₂ in ppm	TDGC in ppm
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101 – 700	121 – 400	36 – 50	51 – 100	66 – 100	351 – 570	2500 – 4000	721 – 1920
3	701 – 1800	401 – 1000	51 – 80	101 – 200	101 – 150	571 – 1400	4001 – 10000	1921 – 4630
4	> 1800	> 1000	> 80	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4630

Für die Bildung von Ethin, ist aufgrund der Dreifach-Molekülbindung viel Energie notwendig [29]. Daher wird darauf hingewiesen, dass auch bei einer kleinen Bildungsrate dieses Stoffes Vorsicht geboten ist. Entstehen größere Mengen, ist dies ein Hinweis auf eine hoch energetische Bogenentladung. Kleinere Spuren dieses Stoffes weisen auf einen heißen thermischen Fehler (500°C) hin. Auch externe Umwelteinflüsse wie Blitze können zu einer kurzzeitigen Bildung von Ethin führen. In diesem Fall ist die Ethin-Konzentration nach dem erfassten Anstieg wieder konstant. Wird ein kontinuierliches Ansteigen der Konzentration beobachtet, ist große Vorsicht anzuraten [28].

4.1.1.3 Verfahren nach Rogers

Beim Verfahren nach Rogers werden die Verhältnisse (Quotienten) bestimmter Einzelgase zu einander bestimmt. Diese Quotienten erlauben Rückschlüsse auf eine mögliche Fehlerursache, das heißt das Verfahren ist nicht zur Fehlerdetektion gedacht. Weiterhin ist bei der Anwendung zu berücksichtigen, dass die Datenbasis bei der Verfahrensentwicklung hauptsächlich von Transformatoren mit offenen Ausgleichsbehältern stammt. Zusätzlich sind folgende Hinweise zu berücksichtigen [28]:

- Ist die Konzentration eines Gases im Nenner null oder wurde nicht erfasst, so ist bei der Quotientenbildung die untere Grenze des Messbereiches des entsprechenden Messsystems einzusetzen.

²¹ Gemäß IEEE-Standard ist diese Maßnahme bereits für Gasbildungsraten von $10 \frac{\text{ppm}}{\text{d}} - 30 \frac{\text{ppm}}{\text{d}}$ in Betracht zu ziehen.



- Vor der Berechnung des Gasquotienten sind die Anfangskonzentrationen von der jeweiligen Gaskonzentration zu subtrahieren²².
- Um den Einfluss von Messunsicherheiten gering zu halten, sollten erst Gaskonzentrationen berücksichtigt werden, welche größer als das zehnfache der unteren Messbereichsgrenze des entsprechenden Messsystems sind.
- Sollen Transformatoren mit Stickstoffvorlage zu Transformatoren mit abgeschlossenem Ausgleichsbehälter verglichen werden, ist die Konzentrationsrate $\frac{CH_4}{H_2}$ des Transformators mit Stickstoffvorlage mit 0,44 zu multiplizieren (Details in [30]).

Die folgende Tab. 4-3 fasst das Verfahren nach Rogers zusammen. Dabei wurden nach Möglichkeit zusammengehörige Wertebereiche zusammengefasst (z.B. $< 0,1$ und $0,1 - 1$ zu < 1). Zusätzlich wurden die ABB-Hinweise [28] in Form von Fehlerregeln ergänzt.

Tab. 4-3: Zusammenfassung des Verfahrens nach Rogers; Nach [28]

Gasquotienten			Fehlertyp	Zu erwartende Probleme
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$		
$< 0,1$	$0,1 - 1$	< 1	Kein Fehler	Normale Alterung
$0,1 - 3$	$< 0,1$	< 1	Schwach energetische Teilentladungen	Elektrische Entladungen in Blasen, durch Gasblasen in Isolierung; Gasübersättigung im Öl oder Kavitation (durch Pumpen) oder hohe Feuchtigkeit im Öl (Wasserdampfblasen)
$0,1 - 3$	$< 0,1$	< 1	Hoch energetische Teilentladungen	Wie oben, aber führt zu Kriechentladungen oder Perforation der Papierisolation durch Funken oder Lichtbögen, führt zu CO - und CO_2 -Produktion
$0,1 - 3$ > 3 ($> 0,1$)	$0,1 - 1$	$1 - 3$ > 3 (> 1)	Schwach energetische Entladungen, Funken-, Lichtbogenbildung	Kontinuierliche Funkenbildung im Öl zwischen schlechte Verbindungen unterschiedlichen Potentials oder freies Potential (schlecht geerdeter Schirm etc.); Dielektrisches Versagen des Öls zwischen Feststoffisolation
$0,1 - 3$	$0,1 - 1$	> 3	Hoch energetische Entladungen, Lichtbogenbildung	Entladungen (Lichtbögen) mit hoher Leistung; versagen des Öls zwischen Wicklungen oder Spulen, zwischen Spulen und Erdung, oder Lichtbogenüberschlag im Leistungsschalter bei Schaltvorgängen mit Ölleckage in den Haupttank
$< 0,1$	$0,1 - 1$	$1 - 3$	Thermische Fehler unter $150^\circ C$	Überhitzen isolierter Leiter (führt zu CO - und CO_2 -Produktion, da Papierisolation betroffen)
$< 0,1$	> 1	< 1	Thermische Fehler im Bereich $150^\circ C$ bis $300^\circ C$	Punktueller Überhitzung im Kern durch Flusskonzentrationen. Die nachfolgenden Komponenten sind Heißstellen mit steigender Temperatur. Kleinere Heißstellen im Kern. Kurzgeschlossene Kernbleche. Überhitzen von Kupferleiter durch Wirbelströme. Schlechte Verbindung von Wicklungen zum Anschlussleiter oder am Leistungsschalter. Ausgleichsströme im Kern. Die kann an einer zusätzlichen Erdung liegen (Ausgleichsströme in Tank und Kern). Das könnte auch auf Streufluss im Kern hindeuten. Sobald Papierisolation betroffen ist, kommt es zu CO - und CO_2 -Produktion.
$< 0,1$	> 1	$1 - 3$	Thermische Fehler im Bereich $300^\circ C$ bis $700^\circ C$	
$< 0,1$	> 1	> 3	Thermische Fehler über $700^\circ C$	

²² Besonders für Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und -dioxid. Also Gase die bei der normalen Alterung entstehen.

0,1 – 3	0,1 – 1	1 – 3	Beginnende Funkenbildung
0,1 – 3 > 3 (> 0,1)	0,1 – 1	> 3	Für Laststufenschalter

4.1.1.4 Verfahren nach IEC60599

Die Detektion eines Fehlers erfolgt nach Norm anhand von Grenzwerten oder typischen Kennwerten für die Gaskonzentration sowie den Gasbildungsrate. Sobald ein solcher Wert überschritten wird, liegt der Verdacht auf einen Fehler vor. In diesem Fall ist der Abstand zwischen den DGA zu verkürzen. Außerdem werden weitere Analysen hinsichtlich der Fehlerdiagnose empfohlen²³ [31].

Sind zu einem Betriebsmittel keine spezifischen Grenzwerte oder typischen Werte bekannt, können zur Auswertung die in der DIN EN 60599 angegebenen typischen 90%-Werte zur Fehlerdetektion verwendet werden. Diese Kennwerte wurden anhand einer breiten, internationalen Datenbasis erstellt. Daher sind diese Werte sehr allgemein. Somit sind betriebsmittelspezifische Besonderheiten nicht berücksichtigt. Die Allgemeingültigkeit spiegelt sich in der Angabe von Wertebereichen und nicht von festen Grenzwerten wieder. Da die typischen Kennwerte sowohl durch die CIGRE als auch durch das IEC besehen und bestätigt wurden, bilden diese eine Alternative, wenn keine weiteren Informationen zur Verfügung stehen. Bei der Anwendung sollte jedoch die Allgemeingültigkeit bedacht werden. Für Leistungstransformatoren sind die typischen 90%-Werte zur Gaskonzentration und zur Gasbildungsrate in Tab. 4-4 aufgeführt [31].

Tab. 4-4: Typische 90%-Werte zu Leistungstransformatoren entsprechend DIN EN 60599; Nach [31]

	Stufen- schalter	C ₂ H ₂		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
		Ohne	Kommuni- zierend						
Gaskonzentration in µl/l		2 – 20	60 – 280	50 – 150	30 – 130	60 – 280	20 – 90	400 – 600	3800 – 14000
Gasbildungsrate in µl/(l · a)		0 – 4	21 – 37	35 – 132	10 – 120	32 – 146	5 – 90	260 – 1060	1700 – 10000

Das Diagnoseverfahren der IEC ist vergleichbar zum Verfahren nach Rogers. Anhand der Gasquotienten $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$ und $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ werden Teilentladungen, schwach- und hochenergetische Entladungen sowie thermische Fehler in den Temperaturbereichen $T < 300^\circ C$, $300^\circ C < T < 700^\circ C$ und $T > 700^\circ C$ detektiert [28].

Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass das Verhältnis $\frac{CO_2}{CO}$ Rückschlüsse auf den Zustand der Papierisolation erlaubt. Hierfür ist es zunächst notwendig die Konzentrationen von Kohlenstoffmonoxid und -dioxid hinsichtlich dem Einlösen aus der Luft sowie Grundentstehungsraten²⁴ zu korrigieren. Außerhalb des normalen Wertebereichs $5 < \frac{CO_2}{CO} < 9$ ergeben sich zwei Fehlerszenarien [28]:

- $\frac{CO_2}{CO} < 3 \rightarrow$ Allgemeiner Fehler mit Beteiligung der Papierisolation
 - Für Bestätigung muss der Furan Gehalt oder der Polymerisationsgrad einer Papierprobe bestimmt werden.

²³ Dies ist in jedem Fall durchzuführen, wenn betriebsmittelspezifische **Grenzwerte** überschritten werden.

²⁴ Exakte Angaben: natürliche Alterung, Überhitzen von Holzkomponenten, Oxidation des Öls



- $\frac{CO_2}{CO} > 10 \rightarrow$ Thermischer Fehler mit Beteiligung der Papierisolation

Weiterhin ist auch eine CO -Entstehungsrate von mindestens $70 \frac{ppm}{Monat}$ ein Fehlerindikator [28].

Die Schaltvorgänge in Laststufenschaltern führen zu einer Veränderung der Gaskonzentrationen im Öl des Stufenschalters. Kommt es zum Ölaustausch zwischen Tank und Stufenschalter, kann dies zu einer Fehlinterpretation der Gasquotienten führen (Anzeichen für schwachenergetische Entladungen). Ist der Gasquotient $\frac{C_2H_2}{H_2} > 2 - 3$, deutet dies auf eine Kontamination des Öls im Tank hin. Ein solches Leck kann durch den Vergleich der DGA-Messungen im Hauptkessel mit denen im Stufenschalter bestätigt werden. Im Leckfall ist die Anwendung der DGA-Messwerte zur Fehlerdetektion / -diagnose nur nach Korrektur der vom Stufenschalter eingebrachten Gase zu empfehlen [31].

Entsprechend der Version von 2008 der IEC 60599 Norm sind die Gasquotienten nach der folgenden Tab. 4-5 auszuwerten. Hierzu wird angemerkt, dass Gasquotienten außerhalb der angegebenen Wertebereiche ein Hinweis auf Mischfehler oder neuartige Fehler sein können. Für diesen Fall wird die Anwendung weiterer Diagnoseverfahren empfohlen. Bei der Bildung von Gasquotienten kann auch die Differenz zwei zeitlich benachbarter Messungen als Berechnungsgrundlage verwendet werden. Hierdurch kann die Überlagerung von Fehlern untereinander oder mit der Alterung aufgelöst werden [31].

Tab. 4-5: Interpretation der Gasquotienten nach IEC 60599 [31]

Fehlertyp	Gasquotienten		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Teilentladungen	–	< 0,1	< 0,2
Entladungen niedriger Energie	> 1	0,1 – 0,5	> 1
Entladungen hoher Energie	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
Thermische Fehler unter 300°C	–	> 1 (nicht signifikant)	< 1
Thermische Fehler im Bereich 300°C bis 700°C	< 0,1	> 1	1 – 4
Thermische Fehler über 700°C	< 0,2	> 1	> 4

4.1.1.5 Verfahren nach Duval

4.1.1.5.1 Duval-Dreiecke

Das Duval-Dreieck ist ein Verfahren, welches entsprechend den Anteilen von Methan, Ethin und Ethylen einen der folgenden Fehler diagnostiziert:

- Teilentladung (PD)
- Thermische Fehler unter 300°C (T1)
- Thermische Fehler im Bereich 300°C bis 700°C (T2)
- Thermische Fehler über 700°C (T3)
- Entladungen niedriger Energie (D1)
- Entladungen hoher Energie (D2)
- Mischung von thermischen und elektrischen Fehlern (DT)

Wichtig hierbei ist, dass das Verfahren nur zur Einordnung von Fehlern geeignet ist. Das heißt, die Detektion ob ein Fehler vorliegt muss mit einem anderen Verfahren durchgeführt werden [28]. Eine Weiterentwicklung des Duval-Dreiecks stellen die nummerierten Dreiecke 1 bis 7 dar. Wobei Dreieck 1 das ursprüngliche Duval-Dreieck ist. Ziel der neuen Versionen des Dreiecks ist die Spezifizierung auf bestimmte Anwendungsfälle,

wie z.B. Fehler im Laststufenschalter oder Transformatoren, welche mit nicht mineralischem Öl gefüllt sind [32].

In Abb. 4-1 ist das Duval-Dreieck 1 dargestellt. Zur Anwendung dieses Analyseverfahrens muss die Summe der Gaskonzentrationen von CH_4 , C_2H_4 und C_2H_2 gebildet werden. Anschließend ist die relative Gaskonzentration in Prozent entsprechend folgender Formel zu bestimmen:

$$c_{Gas,rel} = 100\% \cdot \frac{c_{Gas}}{c_{ges}} \quad (4-2)$$

Durch Eintragen der relativen Gaskonzentrationen in das Dreieck kann der sich ergebende Punkt einer Zone und somit dem entsprechenden Fehler zugeordnet werden.

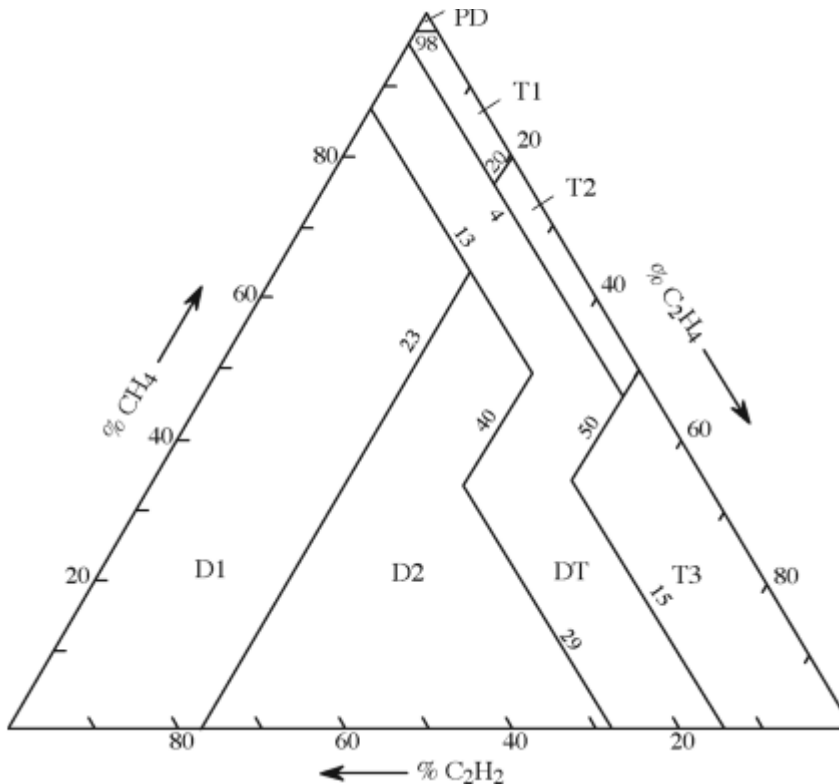


Abb. 4-1: Klassisches Duval-Dreieck (Dreieck 1) zur Diagnose ölsolierter Transformatoren [32]

Aus Abb. 4-1 können die Grenzen für jeden Fehlerbereich entnommen werden. Anhand dieser Grenzen ist es möglich die Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck automatisiert vorzunehmen. Daher sind die Grenzen in Tab. 4-6 gesondert aufgeführt.

Tab. 4-6: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 1 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)

Fehler	Relative Gaskonzentration in %		
	CH_4	C_2H_4	C_2H_2
D1	–	< 23	≥ 13
D2	–	≥ 23, < 40	≥ 13
DT	–	≥ 23	≥ 29
T1	< 98	< 20	< 4
T2	–	≥ 20, < 50	< 4
		< 40	≥ 4, < 13
		≥ 40, < 50	≥ 4, < 29
		≥ 50	≥ 15, < 29



T3	–	≥ 50	< 15
PD	≥ 98	–	–

Die Duval-Dreiecke 4 und 5 sind auf die Identifikation von Niedrigtemperaturfehlern im Transformator spezialisiert. Angewendet werden diese Dreiecke so wie das Duval-Dreieck 1, über die Berechnung der relativen Gaskonzentration. Mit Hilfe der speziellen Dreiecke werden Unterscheidungen an Grenzen zwischen Fehlerbereichen bei niedrigen Temperaturen ermöglicht. Außerdem kann zwischen Streugasbildung und Fehlerfall unterschieden werden. Unter Streugasbildung wird die unerwartete Gasbildung bestimmter Öle im niedrigen Temperaturbereich verstanden. Aufgrund der Spezialisierung der Dreiecke 4 und 5 ist die Anwendung nur sinnvoll, wenn durch das Dreieck 1 die Fehler PD, T1 oder T2 aufgezeigt werden. Somit ergänzen die spezialisierten Dreiecke die Diagnose des Duval-Dreieck 1 [32].

Das Duval-Dreieck 4 (Abb. 4-2) arbeitet mit den Gasen H_2 , CH_4 und C_2H_6 . Erarbeitet wurde dieses Dreieck durch die Analyse fehlerhafter Transformatoren sowie durch Labortests (Streugas-Tests) [32]. Die Bereichsgrenzen, welche zur automatisierten Einordnung umgesetzt werden müssen, sind in Tab. 4-7 aufgeführt.

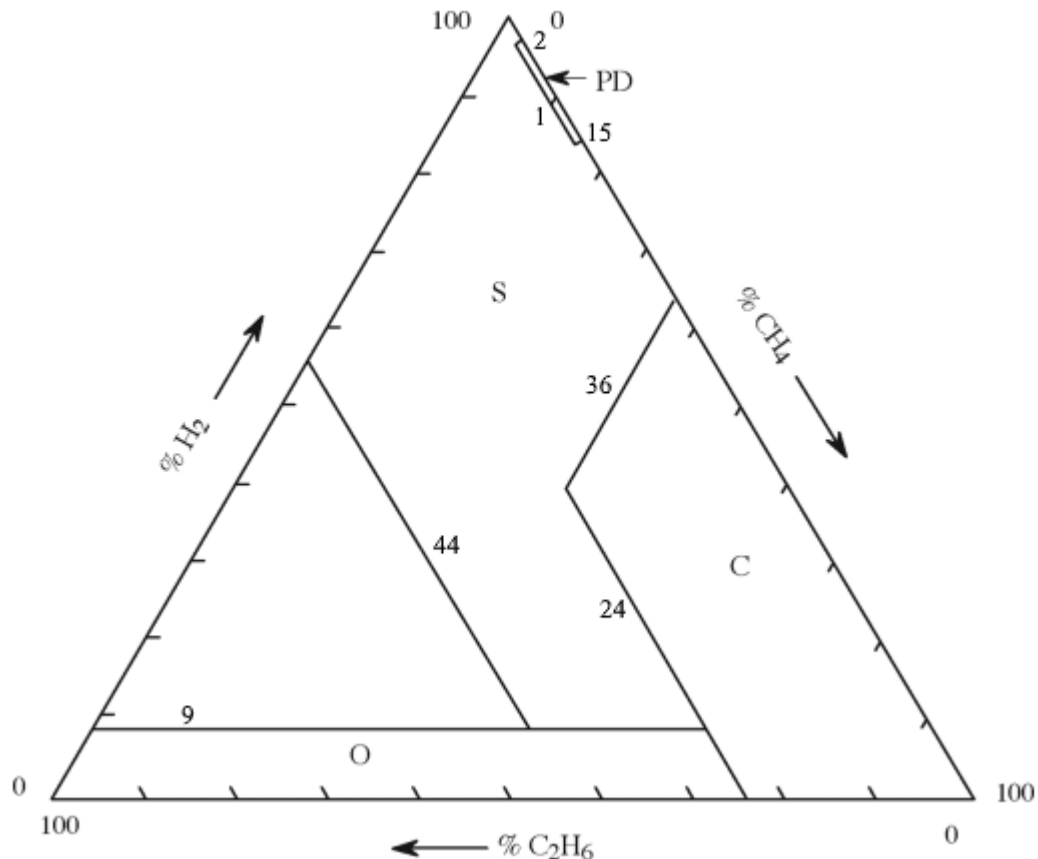


Abb. 4-2: Duval-Dreieck 4 zur Diagnose von Niedrigtemperaturfehlern in mineralölsolierten Transformatoren; Nach [32]

Tab. 4-7: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 4 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)

Fehler	Relative Gaskonzentration in %		
	H_2	CH_4	C_2H_6
PD	–	$\geq 2, < 15$	< 1
S	–	< 2	< 44
		$\geq 2, < 15$	$\geq 1, < 44$
		$\geq 15, < 36$	< 44

	≥ 9	–	$\geq 24, < 44$
C	–	≥ 36	< 24
O	< 9	–	≥ 24

Sind Fehler nach der Anwendung vom Duval-Dreieck 4 noch nicht eindeutig zu diagnostizieren, kann mit Hilfe des Dreiecks 5 (Abb. 4-3) eine weitere Analyse durchgeführt werden. Hierzu werden die Gase CH_4 , C_2H_4 und C_2H_6 betrachtet. Auch dieses Dreieck basiert auf Fehleranalysen und Streugas-Tests. Die für die automatisierte Einordnung notwendigen Fehlerbereichsgrenzen sind in Tab. 4-8 dargestellt [32].

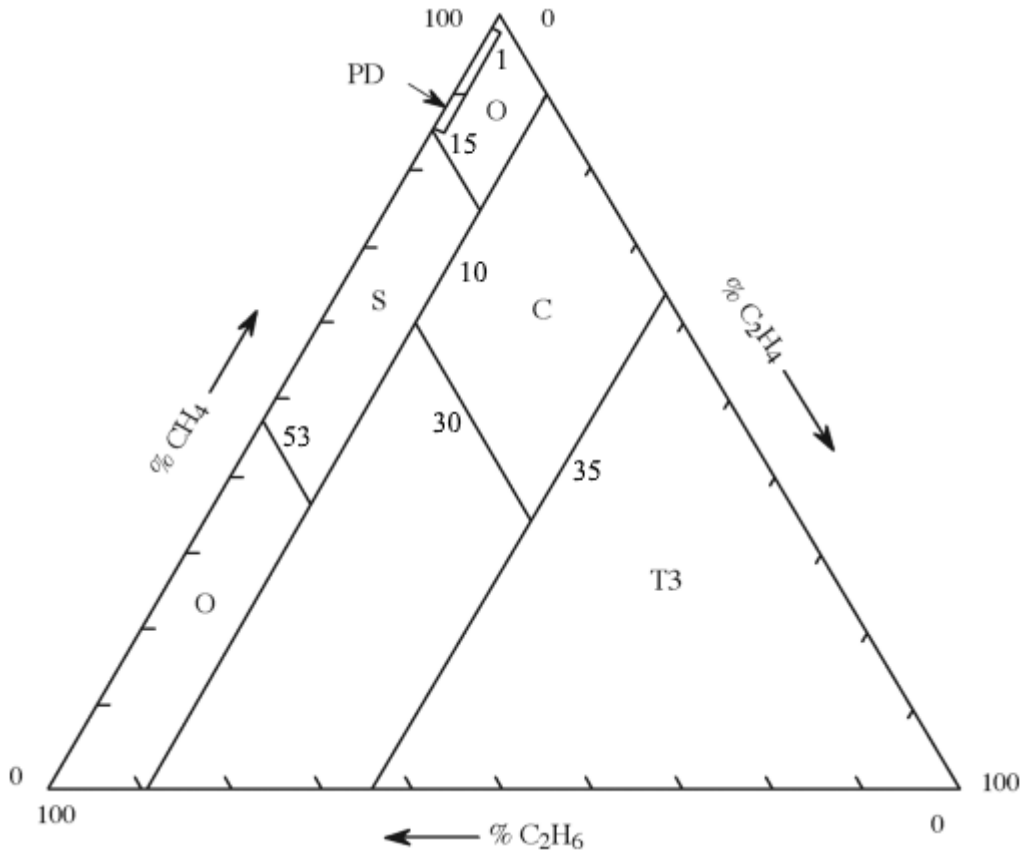


Abb. 4-3: Duval-Dreieck 5 zur weiteren Spezifikation der Diagnose von Niedrigtemperaturfehlern in mineralölsolierten Transformatoren; Nach [32]

Tab. 4-8: Grenzen zur automatisierten Einordnung von Messwerten in das Duval-Dreieck 5 (Zeilen eines Fehlers sind oder-Verknüpft)

Fehler	Relative Gaskonzentration in %		
	CH_4	C_2H_4	C_2H_6
PD	–	< 1	< 15
S	–	< 10	$\geq 15, < 53$
C	–	$\geq 10, < 35$	< 30
O	–	< 10	< 15
		< 10	≥ 53
T3	–	≥ 35	–

Bei der Anwendung der speziellen Duval-Dreiecke kann Streugasbildung als Überhitzungsfehler detektiert werden. Dies ist Fehlenden Laboruntersuchungen zur Streugasbildung im Temperaturbereich von $250^\circ C$ bis $300^\circ C$ geschuldet. Weiterhin werden Streugas von nichtmineralischen Ölen im Dreieck 4 in der nicht bezeichneten Zone sowie im Dreieck 5 in der Zone O und in der unbenannten Zone eingeordnet [32].



4.1.1.5.2 Duval-Fünfeck

Eine Weiterentwicklung der Duval-Dreiecke stellt das Duval-Fünfeck dar. Hierbei werden zusätzlich zu den Gasen des Dreiecks 1 die Gase Wasserstoff und Ethan berücksichtigt. Ziel ist dabei das Diagnoseergebnis der Dreiecks-Methode weiter zu verifizieren. Hierzu wird an den Strecken ausgehend vom Zentrum des Fünfecks hin zu den Ecken der relative Anteil des Gases abgetragen. Das heißt, wie bei der Dreiecks-Methode beträgt an den Spitzen des Fünfecks der relative Anteil des jeweiligen Gases 100%. Die Reihenfolge der Gase ist an den Spitzen entsprechend der notwendigen Bildungsenergie entgegen den Uhrzeigersinn geordnet. Für die Anwendung des Diagnoseverfahrens müssen die folgenden Schritte abgearbeitet werden [33]:

1. Berechnen der Gesamtmenge aller Gase
2. Berechnen der relativen Anteile der Einzelgase
3. Eintragen der relativen Anteile in das Fünfeck
4. Berechnen des Zentrums des sich ergebenden unregelmäßigen Fünfecks
5. Diagnose entsprechend der Lage des Zentrums

Die Lage des Mittelpunktes für ein unregelmäßiges Fünfeck wird mit Hilfe eines Koordinatensystems berechnet. Abb. 4-4 illustriert das Vorgehen beispielhaft. Für die Berechnung der Mittelpunktkoordinaten geben DUVAL und LAMARRE verschiedene Summenformeln an. Außerdem verweisen die Autoren darauf, dass der Mittelpunkt des unregelmäßigen Fünfecks sich auch aus dem Mittelwert der Eckpunktkoordinaten (Schwerpunkt) ergibt. Da für die Diagnose lediglich der Mittelpunkt des unregelmäßigen Fünfecks relevant ist, ist es ausreichend den Bereich von 0 – 40% des Duval-Fünfecks zu betrachten. Für diesen Bereich ergeben sich im (x, y) -Koordinatensystem die folgenden Eckpunkte auf den Gasachsen: $P_{H_2} = (0; 40)$, $P_{C_2H_6} = (-38; 12,4)$, $P_{CH_4} = (-23,5; -32,4)$, $P_{C_2H_4} = (23,5; -32,4)$, $P_{C_2H_2} = (38; 12,4)$.

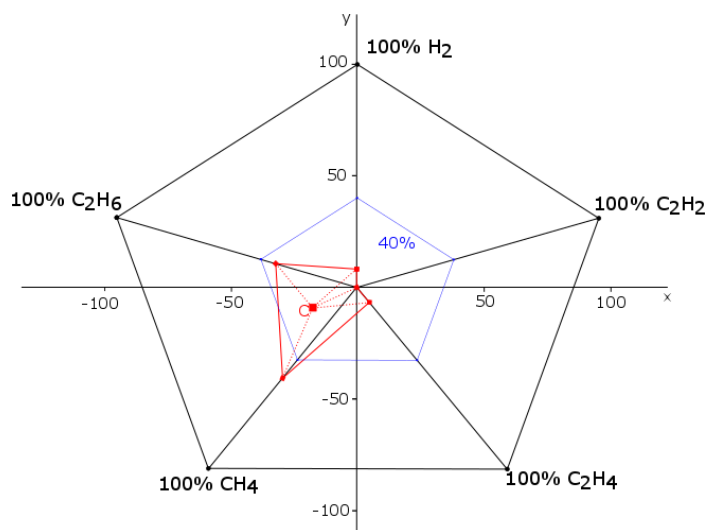


Abb. 4-4: Beispielhafte Veranschaulichung des Duval-Fünfecks; Nach [33]

Die Transformation der relativen Gasanteile r_{Gas} in das (x, y) -Koordinatensystem erfolgt über den Winkel α zwischen x -Achse und der jeweiligen Gas-Achse. Dabei erfolgt die Winkelbestimmung im Uhrzeigersinn beginnend beim negativen Teil der x -Achse. Demnach ergibt sich als erster Winkel $\alpha_{C_2H_6} = 18^\circ$. Alle weiteren Winkel sind die Summen

des jeweiligen vielfachen von 72° . Die x - bzw. y -Koordinaten ergeben sich aus den folgenden Transformationsgleichungen [33]²⁵:

$$\begin{aligned}x &= -r_{Gas} \cdot \cos \alpha \\y &= r_{Gas} \cdot \cos(90 - \alpha) = r_{Gas} \cdot \sin \alpha\end{aligned}\quad (4-3)$$

DUVAL und LAMARRE geben an, dass der Mittelpunkt der sich aus den Gasmessungen ergebenden unregelmäßigen Fünfecke immer innerhalb der 40%-Grenze liegt. Beträgt jedoch die relative Gaskonzentration eines Gases 100%, so ergibt sich durch Mittelwertbildung (Division durch fünf Gase) ein Maximalwert von 20%. Somit sind die Angaben von DUVAL und LAMARRE nicht vollständig nachvollziehbar. Daher werden die Summengleichungen zur Berechnung des Mittelpunktes eines unregelmäßigen Fünfecks aus [33] nachfolgend genauer betrachtet. Die Mittelpunktkoordinaten sind entsprechend der Gleichungen

$$C_x = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i + x_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (4-4)$$

und

$$C_y = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (y_i + y_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (4-5)$$

zu bestimmen. Zur Anwendung dieser Gleichungen ist der Flächeninhalt des unregelmäßigen Fünfecks notwendig:

$$A = \frac{1}{2} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (4-6)$$

Durch Einsetzen der Gleichung für den Flächeninhalt in die Mittelpunksgleichungen ergibt sich:

$$\begin{aligned}C_x &= \frac{1}{6 \frac{1}{2} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i)} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i + x_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \\ &= \frac{1}{3} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i + x_{i+1})\end{aligned}\quad (4-7)$$

$$\begin{aligned}C_y &= \frac{1}{6 \frac{1}{2} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i)} \sum_{i=0}^{n-1} (y_i + y_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \\ &= \frac{1}{3} \sum_{i=0}^{n-1} (y_i + y_{i+1})\end{aligned}\quad (4-8)$$

²⁵ In der Quelle wird die x-Koordinate ohne das Minus berechnet. Diese Gleichung konnte nicht nachvollzogen werden. Durch das Einfügen des Minus waren die Ergebnisse reproduzierbar.



Die Summe der Gleichung des Flächeninhaltes kürzt sich mit dem identischen Teil der Mittelpunktsgleichungen heraus. Somit bewirkt das Einsetzen des Flächeninhaltes lediglich eine Verdopplung der Mittelpunktskoordinaten (durch das $\frac{1}{2}$ vor der Summe). Um demnach den im Paper [33] angegebenen Wertebereich von 40% nachvollziehen sowie die Diagnosebereiche anwenden zu können, müssen die Schwerpunkte der unregelmäßigen Fünfecke mit zwei Multipliziert werden.

Für die Diagnose wird das Fünfeck in Zonen entsprechend der Eingangs benannten Fehler eingeteilt. Zusätzlich wurde eine Zone S für Streugasbildung, anhand verschiedener Laboruntersuchungen für Temperaturen von 120°C und 200°C, eingeführt. Neben den bisher benannten Fehlern gibt es eine weiterführende Zoneneinteilung welche die folgenden Fälle abdeckt [33]:

- PD, D1, D2, S
- T3-H: Thermische Fehler T3 nur im Öl
- C: thermische Fehler T1 bis T3 mit der Karbonisation von Papier
- O: Überhitzen bis 250°C

Für die Polygone aller Zonen werden die folgenden Eckpunkte benannt [33]:

- PD: (0, 24.5), (0, 33), (-1, 24.5), (-1, 33)
- D1: (0, 40), (38, 12), (32, -6), (4, 16), (0, 1.5)
- D2: (4, 16), (32, -6), (24, -30), (-1, -2)
- T1: (-22.5, -32), (-6, -4), (-1, -2), (0, 1.5), (-35, 3)
- T2: (1, -32), (-6, -4), (-22.5, -32)
- T3: (24, -30), (-1, -2), (-6, -4), (1, -32)
- S: (-35, 3), (0, 1.5), (0, 24.5), (0, 33), (-1, 24.5), (-1, 33), (0, 40)
- T3-H: (-24, -30), (-3.5, -3), (2.5, -32)²⁶
- C: (2.5, -32), (-3.5, -3), (-11, -8), (-21.5, -32)
- O: (-21.5, -32), (-11, -8), (-3.5, -3), (-1, -2), (0, 1.5), (-35, 3)

Das Duval-Fünfeck wurde als Ergänzung zu den Duval-Dreiecken 1, 4 und 5 entworfen. Ziel war es zusätzliche Informationen zu liefern, um beispielsweise Mischfehler zu identifizieren. Dabei betrachtet das Pentagon alle fünf Fehlertypen der Duval-Methode. Daher ist das Ergebnis des Pentagons als mittlere Tendenz zu allen Fehlermöglichkeiten zu interpretieren. Die Dreiecke wichten einzelne Fehlertypen stärker und sind somit für eine genauere Fehlerspezifikation geeignet. In Abb. 4-5 ist die Vorgehensweise bei der Anwendung der Duval-Methoden entsprechend der Interpretation der Empfehlung von DUVAL [33] zusammengefasst. Es wird angenommen dass eine eindeutige Diagnose vorliegt, wenn für ausschließlich einen Fehlertyp ein Diagnosevertrauenswert von mindestens 0,75 vorliegt²⁷. Wenn eine Fehlerbeteiligung von Entladungen mit einem Vertrauenswert von mindestens 0,75 vorliegt, ist eine weitere Untersuchung auf Beteiligung der Papierisolation (Fehler C) zielführend²⁸. Dies bedeutet, wenn sowohl das Duval-Dreieck 1 als auch das Duval-Pentagon mit einem Vertrauenswert von mehr als 0,75 auf eine Entladung hindeuten, werden die Dreiecke 4 und 5 nur noch hinsichtlich der Karbonisierung ausgewertet. Um weitere Fehlertendenzen nicht auszublenden, werden die maximalen Vertrauenswerte aus dem Vergleich Duval-Dreieck 1 und Duval-Pentagon als Diagnoseergebnis zurückgegeben.

²⁶ Verglichen mit den Eckpunkten T3 und der Abb. Im Paper ergibt $x_1 = -24$ keinen Sinn $\rightarrow x_1 = 24$

²⁷ In diesem Fall werden Mischfehler ausgeschlossen.

²⁸ In diesem Fall greifen die weiterführenden Duval-Methoden nicht, da diese für die genauere Identifikation weniger kritischer Temperaturfehler gedacht sind.

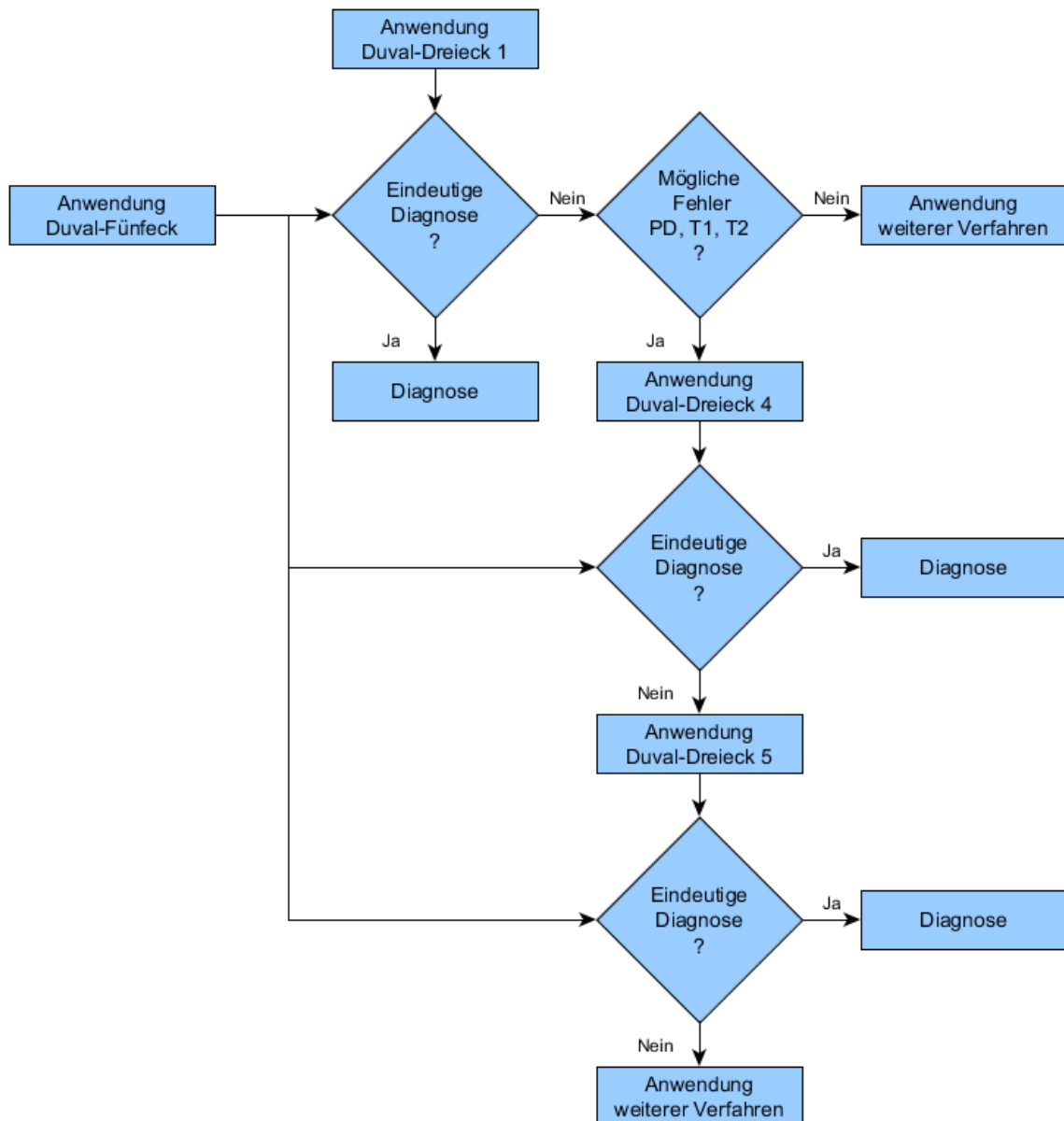


Abb. 4-5: Systematische Vorgehensweise bei Anwendung der Duval-Methoden

4.1.1.6 Verfahren nach CIGRE (Task Force 15.01.01)

Bei dem Interpretationsschema von Gas-in-Öl Messungen nach der CIGRE werden verschiedene Schlüsselgase bzw. Gasquotienten in Hinblick auf die Überschreitung von Schwellwerten überprüft. Diese Überprüfung erfolgt in zwei Schritten. Zunächst werden die Gasquotienten betrachtet. Bei einer Überschreitung der Schwellwerte (siehe Tab. 4-9) ist das Ergebnis dieses Schrittes *R2*, sonst *R1*. Anschließend werden die Schwellwerte für die Schlüsselgase (siehe Tab. 4-10) kontrolliert. Sind alle Werte unauffällig, ist das Ergebnis *K1* und ansonsten *K2*. Die Diagnose wird durch Auswertung der Teilergebnisse beider Schritte gestellt [34]:

- *K1* & *R1*: Gesunder Transformator
- *K2* & *R2*: Fehlerhafter Transformator
- *K1* & *R2*: Entstehender Fehler
- *K2* & *R1*: Multipler Fehler

Weitere Untersuchungen werden erforderlich sobald ein Kontrollschritt auf Auffälligkeiten im Transformator hindeutet.



Die Methode der CIGRE wird als zuverlässig in Hinblick auf die Diagnose von elektrischen Durchschlägen bewertet. Weniger zuverlässige Ergebnisse sind für die Fehlerarten Teilentladungen und Heißstellen zu erwarten [35].

Tab. 4-9: Schwellwerte zur Auswertung von Gasquotienten nach dem Verfahren der CIGRE (Diagnose R1 oder R2); Nach [34]

Quotient	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$		$\frac{C_2H_2}{H_2}$
Schwellwert	> 1	> 10	> 1	< 3	> 10	≥ 2
Fehlertyp	Entladung	Teilentladung	Überhitzung	elektrisch Zellulosedegradation	thermisch	Stufenschalter

Tab. 4-10: Schwellwerte zur Auswertung von Schlüsselgaskonzentrationen nach dem Verfahren der CIGRE (Diagnose K1 oder K2); Nach [34]

Schlüsselgas	C_2H_2	H_2	$\sum_{x=1,2,3} C_xH_y$	$\sum_{x=1,2} C_xH_y$	$\sum_{x=1,2} CO_x$
Schwellwert [ppm]	> 20	> 100	> 1000	> 500	> 10000
Fehlertyp	Entladung	Teilentladung	Überhitzung		Zellulosedegradation

Die getrennte Bewertung von Gasquotienten und Schlüsselgasen wird als Nachteil der CIGRE-Methode benannt. Um diesen Nachteil zu kompensieren haben FISCHER ET AL. die CIGRE-Methode unter Anwendung von Fuzzy-Logik weiterentwickelt (Fuzzy-Logik basierte Interpretationsschema - FLI). Die Struktur des FLI ist in Abb. 4-6 veranschaulicht. Für die linguistischen Variablen werden sigmoide Zugehörigkeitsfunktionen eingesetzt [34]:

$$\begin{aligned}
 \mu_{S,1}(x) &= \frac{1}{1 + e^{-a(x-c)}} \\
 \mu_{S,2}(x) &= -\frac{1}{1 + e^{-a(x-c)}} \\
 \mu_{S,3}(x) &= \frac{1}{1 + e^{-a_1(x-c_1)}} - \frac{1}{1 + e^{-a_2(x-c_2)}}
 \end{aligned} \tag{4-9}$$

Hierbei sind a und c freie Parameter. Diese sind so zu wählen, dass zum einen die Methode der CIGRE abgebildet wird und zum anderen die Schwellwerte gleichmäßig auf die Zugehörigkeitsfunktionen aufgeteilt werden. Im Regelwerk des FLI wird je Regel eine Eingangsgröße berücksichtigt und dieser eine Ausgangsgröße (Fehlerart und Wahrscheinlichkeit \rightarrow klein oder groß) zugeordnet. Zusätzlich werden die Regeln je nach Eingangsgröße unterschiedlich gewichtet. Regeln mit Schlüsselgasen bekommen den Wichtungsfaktor 0,5 und Regeln mit Gasquotienten den Faktor 1 [34]. Eine Alternative des FLI, welche im Regelwerk alle Eingangsgrößen berücksichtigt und für die Zugehörigkeit der linguistischen Variable der Ausgangsgröße die Singleton-Funktion verwendet, wird in [36] vorgestellt.

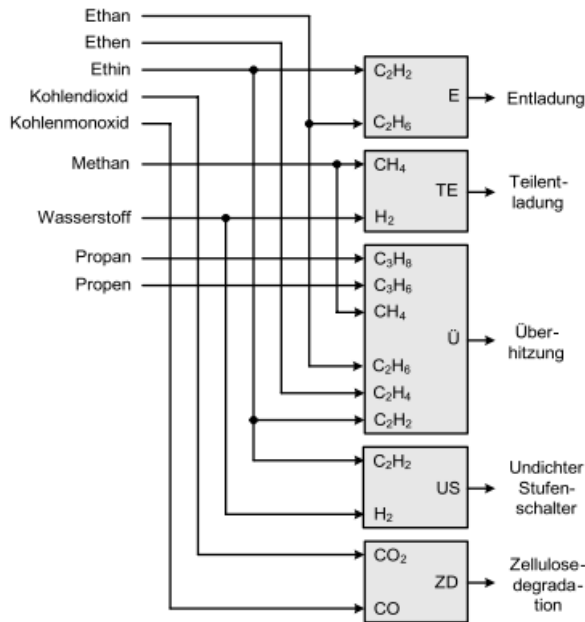


Abb. 4-6: Struktur des FLI, die einzelnen Komponenten enthalten jeweils Fuzzy basierte Kennfelder zur Interpretation der Messwerte [34]

Bei der Validierung anhand vier fehlerhafter Transformatoren konnte das FLI die bereits bekannten Fehler bestätigen. Darüber hinaus wird durch das FLI auf weitere Fehlerwahrscheinlichkeiten hingewiesen. Dies wird von FISCHER ET AL. als positiv interpretiert [34]. Jedoch ist hierzu anzumerken, dass die Benennung vieler Fehlermöglichkeiten die Fehlerlokalisierung sowie die Ursachenforschung erschweren können. Auch die Bewertung der Zuverlässigkeit des Betriebsmittels wird durch eine Vielzahl in Frage kommender Fehler erschwert. Als eine Möglichkeit zur Verbesserung der Aussagegüte wird das Hinzuziehen weiterer Diagnosemethoden (Realisiert mittels Fuzzy) vorgeschlagen [34].

4.1.1.7 Verfahren nach Müller, Schliesing und Soldner (MSS)

Beim MSS-Verfahren muss zunächst anhand der Gaskonzentrationen überprüft werden ob ein Fehler vorliegt. Hierzu werden typische 90%-Kennzahlen für offene Transformatoren in Abhängigkeit der Betriebsdauer benannt (Tab. 4-11). Übersteigen die Gaskonzentrationen die entsprechenden Kennwerte, muss der betroffene Transformator genauer analysiert werden (häufigere DGA, Diagnose). Auch wenn das Buchholzrelais ausgelöst und bei der nachfolgenden DGA mindestens zwei der Kennwerte überschritten werden gilt der Transformator als fehlerverdächtig [37].

Tab. 4-11: Von MSS angegebene typische 90%-Kennwerte für offene Transformatoren; Nach [37]

Betriebsjahre	Typischer 90%-Kennwert in ppm									
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	CO	CO ₂
Bis 5	50	50	100	100	15	50	100	50	300	3000
5 bis 10	100	100	200	300	30	100	300	100	500	5000

Im Zusammenhang mit dem MSS-Verfahren wurden die folgenden Mindestgaskonzentrationen, für welche eine aussagekräftige Anwendung von Quotientenkriterien möglich ist, als Grenzwerte angegeben [38] [39]:

- $C_2H_2 \geq 1ppm$
- $H_2 \geq 15ppm$
- $\sum_{x=1,2,3} C_xH_x \geq 50ppm$
- $CO \geq 80ppm$
- $CO_2 \geq 200ppm$



Liegt ein Fehler vor, müssen die Gasquotienten gemäß Tab. 4-12 gebildet und ausgewertet werden.

Tab. 4-12: Gasquotienten des MSS-Schemas zur Interpretation von Gas-in-Öl Messwerten

Fehlertyp	Gasquotienten				
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_4}{C_3H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$
Normale Alterung	< 0,3	< 1	< 1	< 0,3	3 – 10
Entladungen hoher Energie	≥ 3	1 – 3	≥ 1	≥ 1	< 3
Entladungen niedriger Energie	≥ 3	3 – 10	≥ 1	≥ 1	< 3
Teilentladungen hoher Energie	0,3 – 3	≥ 10	< 1	–	3 – 10
Teilentladungen niedriger Energie	< 0,3	≥ 10	< 1	–	3 – 10
Thermische Fehler unter 300°C	< 0,3	< 1	< 1	0,3 – 1	≥ 10
Thermische Fehler im Bereich 300°C bis 1000°C	< 0,3	< 1	≥ 1	1 – 3	≥ 10
Thermische Fehler über 1000°C	0,3 – 3	< 1	≥ 1	≥ 1	≥ 10
Thermischer Fehler und Entladung	0,3 – 3	1 – 3	≥ 1	1 – 3	≥ 10
Thermischer Fehler und Teilentladung	< 0,3	≥ 10	≥ 1	1 – 3	≥ 10

4.1.1.8 Verfahren nach Dörnenburg

Auch die Vorgehensweise beim Verfahren nach Dörnenburg lässt sich in die zwei Schritte, prüfen ob ein Fehler vorliegt und Diagnose um welchen Fehler es sich handelt, einteilen. Für den Test auf einen Fehler sind verschiedene Schlüsselgaskonzentrationen in Hinblick auf die folgenden Grenzwerte zu überprüfen: $L_{H_2} = 100ppm$, $L_{C_{H_4}} = 120ppm$, $L_{CO} = 350ppm$, $L_{C_2H_2} = 35ppm$, $L_{C_2H_4} = 50ppm$, $L_{C_2H_6} = 65ppm$. Eine weitere Untersuchung ist erforderlich, wenn die Konzentration von H_2 , CH_4 , C_2H_2 oder C_2H_4 den doppelten Grenzwert überschreitet und die Konzentration von CO oder C_2H_6 den einfachen Grenzwert übersteigt. Anschließend muss überprüft werden ob die Gaskonzentrationen ausreichend für eine valide Berechnung der Gasquotienten sind. Dies ist jeweils dann der Fall, wenn mindestens die Konzentration eines der beiden Gase den entsprechenden Grenzwert überschritten hat. Die Diagnose wird anhand der in Tab. 4-13:

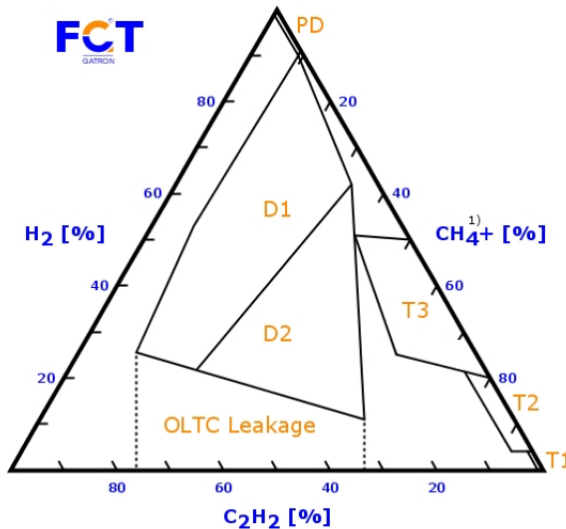
Wertebereiche für Gasquotienten zur Fehlerdiagnose nach Dörnenburg, unterschieden wird die Gasquelle; Nach gegebenen Wertebereiche für die Gasquotienten durchgeführt. Liegen die Werte aller an einem diagnostizierten Fehler beteiligten Gasquotienten im angegebenen Wertebereich, wird das Diagnoseergebnis als valide erachtet [40].

Tab. 4-13: Wertebereiche für Gasquotienten zur Fehlerdiagnose nach Dörnenburg, unterschieden wird die Gasquelle; Nach [40]

Fehlerdiag- nose	CH_4/H_2		C_2H_2/C_2H_4		C_2H_2/CH_4		C_2H_6/C_2H_2	
	Öl	Gas- raum	Öl	Gas- raum	Öl	Gas- raum	Öl	Gas- raum
Thermische Zersetzung	> 1,0	> 0,1	< 0,75	< 1,0	< 0,3	< 0,1	> 0,4	> 0,2
Teilentladun- gen niedriger Energie	< 0,1	< 0,01	–	–	< 0,3	< 0,1	> 0,4	> 0,2
Teilentladun- gen hoher Energie	> 0,1 < 1,0	> 0,01 < 0,1	> 0,75	> 1,0	> 0,3	> 0,1	< 0,4	< 0,2

4.1.1.9 Verfahren nach GATRON

Das Verfahren nach GATRON liefert ein neues Fehlergasdreieck mit den Zielen einer vereinfachten Darstellung der DGA Ergebnisse sowie einer Reduktion der zu betrachtenden Fehlergase. Erreicht wird die Reduktion der Fehlergase durch das Zusammenfassen der Kohlenwasserstoffe im gewichteten Summengas CH_4^+ . Die anderen Gasachsen des Fehlerdreiecks bilden H_2 und C_2H_2 . Abb. 4-7 veranschaulicht das resultierende Fehlergasdreieck. Die Grenzen der Fehlerbereiche werden nach der IEC 60599 berechnet, sind aber in keiner Veröffentlichung zu finden. Es sind auch keine Details zur Berechnung verfügbar. Auch die Gewichte zur Bildung des Summengases wurden nicht veröffentlicht [41], [42]. Unter diesen Bedingungen ist das GATRON-Dreieck für das aktuelle Vorhaben nicht anwendbar.



1) CH_4^+ = Monitoring Sum of Hydrocarbons (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_2H_4 , C_3H_6)

Abb. 4-7: Fehlergasdreieck des GATRON-Verfahrens; Nach [41]

Wie andere Fehlergasdreiecke ist auch das GATRON-Dreieck nur für die Diagnose eines Fehlers geeignet. Die Fehlerdetektion muss vorher mit einem geeigneten Verfahren, wie z.B. dem der IEC 60599, geschehen. Als relevanter Grenzwert für das Summengas CH_4^+ werden $200ppm$ angegeben [41].

Es ist auch möglich die Gaskonzentrationen im Buchholzrelais auf das GATRON-Dreieck anzuwenden²⁹. Hierzu muss das Gasgleichgewicht bestimmt und in Hinblick auf die Fehlerstelle korrigiert werden. Ziel der Korrektur ist die Berücksichtigung des Gasaustauschs im Öl. Der Gasaustausch wird durch die Trennungstufenzahl n nachgebildet. Diese Kennzahl ist abhängig vom Sauerstoff-zu-Stickstoff-Verhältnis. Abb. 4-8 zeigt den Verlauf der Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der Trennungstufenzahl. Voraussetzung für die Anwendbarkeit dieses Vorgehens ist, dass die Trennstufenzahl nicht zu groß ist [41].

²⁹ Die Analyse der freien Gase wird auch in der DIN EN 60599 [31] im Abschnitt 7 besprochen.

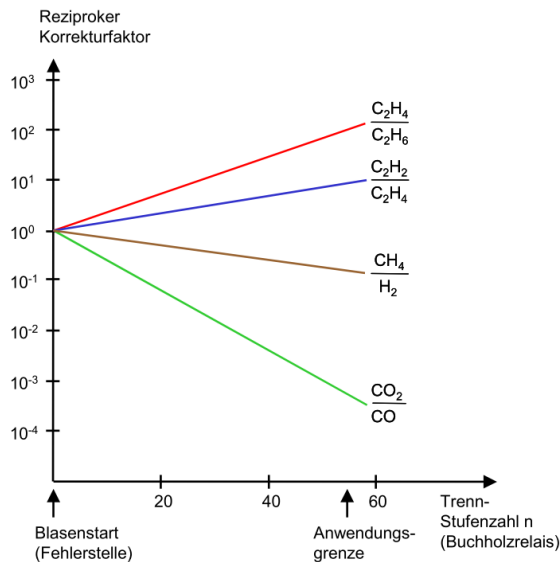


Abb. 4-8: Faktoren zur Korrektur der Gasquotienten bei Messung im Buchholzgas [41]

4.1.2 Zusammenfassung Fehlerarten

Tab. 4-14 listet alle durch die Interpretationsmethoden der DGA detektierbare Fehler auf und führt geläufige Abkürzungen ein. Weiterhin sind in Abb. 4-9 alle betrachteten Methoden sowie die detektierbaren Fehler gegenübergestellt. Dabei zeigen gestrichelte Linien, wenn ein Verfahren relevante Gase für die entsprechende Fehlerdetektion benennt, aber keine Grenzwerte festgelegt werden.

Tab. 4-14: Durch DGA diagnostizierbare Fehler und Abkürzung zur Bezeichnung

Fehler	Abkürzung
Teilentladung niedrige Energie	PD1
Teilentladung hohe Energie	PD2
Thermische Fehler unter 300°C	T1 (TL)
Thermische Fehler im Bereich 300°C bis 700°C	T2 (TM)
Thermische Fehler über 700°C	T3 (TH)
Entladungen niedriger Energie	D1
Entladungen hoher Energie	D2
Lichtbogenbildung	ARC
Mischung von thermischen und elektrischen Fehlern	DT / PDT
Streugasbildung ³⁰	S
Heißstellen mit Karbonisierung des Papiers	C
Überhitzen	O
Stufenschalter (kommunizierender Stufenschalter)	StS
Zellulosedegradation	ZD

³⁰ Bei bestimmten Ölsorten treten unerwartete Gase im niedrigen Temperaturbereich auf.

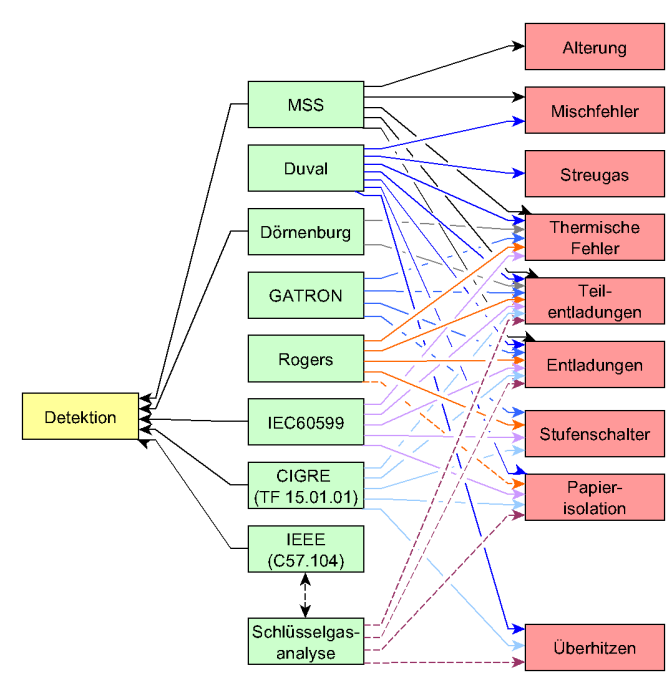


Abb. 4-9: Zusammenfassung der vorgestellten Methoden zur Auswertung einer DGA sowie deren Beziehung untereinander

4.1.3 Realisieren einzelner Diagnoseverfahren mittels Fuzzy-Logik

Die Vorteile der Fuzzy-Logik bei der Umsetzung der DGA-Interpretationsverfahren wurden bereits in den 90er Jahren erkannt. DUKARM beschreibt beispielsweise in seinem Paper die Umsetzung einer Fuzzy basierten Schlüsselgasanalyse. Außerdem wird eine mittels Fuzzy realisierte Rogers-Methode vorgestellt [43]. Insbesondere die Herangehensweise bei der Fuzzy-Rogers-Methode ist auch für das aktuelle Vorhaben interessant. Daher wird dieses Verfahren nachfolgend detailliert betrachtet.

Zunächst werden die linguistischen Variablen entsprechend der Rogers-Methode definiert. Dabei bilden die Gasquotienten die Eingangsgrößen und die Aussagekraft bezüglich der möglichen Transformatorzustände die Ausgangsgrößen. Die Eingangsgrößen werden in die linguistischen Werte „klein“, „mittel“ und „groß“ eingeteilt. Weiterhin sind die Zugehörigkeitsfunktionen zu den linguistischen Werten linear bzw. plateauförmig. Der Übergang zwischen zwei Zugehörigkeitsfunktionen ist so gestaltet, dass an der Wertebereichsgrenze die Zugehörigkeit auf beiden Seiten 0,5 beträgt. Die Wertebereiche der Zugehörigkeitsfunktionen leiten sich aus der Rogers-Methode ab und sind in Tab. 4-15 zusammengefasst [43].

Tab. 4-15: Wertebereiche der Zugehörigkeitsfunktionen für die linguistischen Eingangsvariablen der Fuzzy-Rogers-Methode; Nach [43]

Linguistische Variable	Zuordnung Wertebereich zu linguistischem Wert		
	Klein	Mittel	Groß
$\frac{CH_4}{H_2}$	< 0,1	0,1 – 1,0	> 1,0
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	< 0,1	–	0,1 – 3,0
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 1,0	1,0 – 3,0	> 3,0

Die Aussagen zu den möglichen Transformatorzuständen werden anhand der folgenden Regeln ermittelt [43]:



$$\begin{aligned}
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{klein} \text{ THEN PD} \\
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{mittel} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{klein} \text{ THEN normal} \\
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{mittel} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{mittel} \text{ THEN T1} \\
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{mittel} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{gro\ss} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{gro\ss} \text{ THEN ARC} \\
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{gro\ss} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{mittel} \text{ THEN T2} \\
 & \text{IF } \frac{CH_4}{H_2} = \textit{gro\ss} \text{ AND } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \textit{klein} \text{ AND } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \textit{gro\ss} \text{ THEN T3}
 \end{aligned}$$

Getestet wurde das Fuzzy-Rogers-Verfahren anhand drei verschiedener Transformatoren. Alle Transformatoren sind infolge von Lichtbogenüberschlägen außer Betrieb gegangen. Diese Ausfälle konnten durch die Fuzzy-Rogers-Methode richtig diagnostiziert werden [43].

4.2 Implementieren verschiedener Verfahren zur DGA-Auswertung

4.2.1 Fuzzyifizierung der Auswerteverfahren

Die Interpretation von Gas-in-Öl Messwerten kann nach verschiedenen Verfahren erfolgen. Wobei das Zusammenführen der Diagnoseaussagen verschiedener Verfahren ratsam ist. Allen Verfahren gemein ist, dass Gaskonzentrationen, Gasquotienten oder Gasanteile hinsichtlich Über- bzw. Unterschreiten von Grenzwerten überprüft werden. Jedoch sind die zugrundeliegenden technischen Zusammenhänge bei weitem nicht so eindeutig, dass die Anwendung fester Grenzwerte die beste Möglichkeit zur Auswertung der Gas-in-Öl Messwerte darstellt. Vielmehr ist ein Aufweichen der Grenzen, z.B. mit Hilfe der Fuzzy-Logik, notwendig um die aus betriebsmittel- sowie betriebsartspezifischen technischen Unsicherheiten mit bei der Diagnose zu berücksichtigen. Daher wurde genau dies bei der Implementierung der verschiedenen DGA-Methoden umgesetzt. Dabei werden entweder Ansätze aus der Literatur aufgegriffen oder es wurde ein eigenes Verfahren angewendet. In den nachfolgenden Abschnitten werden die Implementierungsdetails der verschiedenen DGA-Methoden vorgestellt.

Die Implementierung erfolgte mit Hilfe der C++ Bibliothek „fuzzylite“ und wird als eigenständige Bibliothek bereitgestellt. Somit kann jeder Fuzzy-Controller auch durch andere Programme verwendet werden. Wenn nicht anders angegeben werden die Fuzzy-Operatoren **Minimum** für die Konjunktion sowie **Maximum** für die Disjunktion angewendet. Diese Operatoren bilden die entsprechenden Schnittmengen exakt ab. Daher sind die resultierenden Ausgangsgrößen gut nachvollziehbar. Wenn ein Abweichen von diesen Operatoren notwendig war, wird dies an entsprechender Stelle benannt und auch begründet.

4.2.2 Ausgangsvariablen aller Fuzzy-Controller

Die Ausgangsvariablen aller Controller werden nach dem gleichen Prinzip bestimmt. Abhängig vom nachzubildenden DGA-Auswerteverfahren wird für jeden Transformatorzustand/-fehler eine Ausgangsvariable festgelegt. Jeder dieser Ausgangsvariablen wird ein linguistischer Wert, der Vertrauensgrad (*cf* – confidence level), zugeordnet. Die Zugehörigkeitsfunktion des Vertrauensgrades ist eine Rampe zwischen null und eins, so dass direkt das Ergebnis der jeweiligen Regel zum Transformatorzustand/-fehler im Vertrauensgrad abgebildet wird. Das folgende Beispiel veranschaulicht diese Herangehensweise:

- Es wird ein System mit zwei Eingangsgrößen E_1 und E_2 sowie einer Ausgangsgröße A angenommen.
- Für E_1 und E_2 werden jeweils die linguistischen Werte *klein* und *groß* festgelegt.
- Für A gilt der linguistische Wert *cf*.
- Es wird nur eine Regel angenommen: WENN E_1 ist *klein* und E_2 ist *groß* DANN A ist *cf*.
- Der Fuzzy-Operator für die Konjunktion ist *Minimum*.
- Für $E_1(\textit{klein}) = 0,5$ und $E_2(\textit{groß}) = 0,75$ ergibt sich $A(\textit{cf}) = \min(0,5; 0,75) = 0,5$

4.2.3 Schlüsselgasanalyse und IEEE-Verfahren als Fuzzy-Controller

Entsprechend den Verfahren nach IEEE und der Schlüsselgasanalyse wurden zwei getrennte Fuzzy-Controller entworfen. Mit dem „IEEE- Controller“ werden die entsprechenden Gaskonzentrationen analysiert und der Transformatorzustand in eine Fehlerkategorie eingeordnet. Durch den „KeyGas-Controller“ wird der Fehlertyp spezifiziert.

4.2.3.1 IEEE-Controller

Die verschiedenen Gaskonzentrationen des IEEE-Verfahrens bilden die Eingangsgrößen des „IEEE-Controllers“. Hierbei erfolgt die Fuzzyfizierung der einzelnen Gaskonzentrationen entsprechend der in Tab. 4-2 angegebenen Wertebereiche. Die linguistischen Werte wurden so festgelegt, dass benachbarte Bereiche so ineinander übergehen, dass an der Grenze die Zugehörigkeit für beide linguistischen Werte 0,5 beträgt. Die Grenzbereiche überlappen sich mit einer linear ansteigenden bzw. abfallenden Zugehörigkeitsfunktion. Weiterhin ist die Zugehörigkeit null sobald der scharfe Eingangswert um mehr als 5% des Wertebereichsendes vom Punkt mit der Zugehörigkeit eins entfernt ist. Verlässt die Gerade einer Zugehörigkeitsfunktion den Wertebereich der scharfen Eingangsvariablen, wird das entsprechende Geradenende auf das Wertebereichsende gelegt. Durch diesen Ansatz wird es ermöglicht, dass bei den Fehlerdiagnosen das entsprechende Verfahren umgesetzt wird. Die Unsicherheit in den Grenzbereichen wird durch die Aktivierung weiterer Fehler verdeutlicht. Der 5% Wert zum Ausweiten der Fehlerbereiche wurde als Variable implementiert und ist somit leicht anpassbar. Abb. 4-10 veranschaulicht die linguistischen Eingangsvariablen des „IEEE-Controllers“.

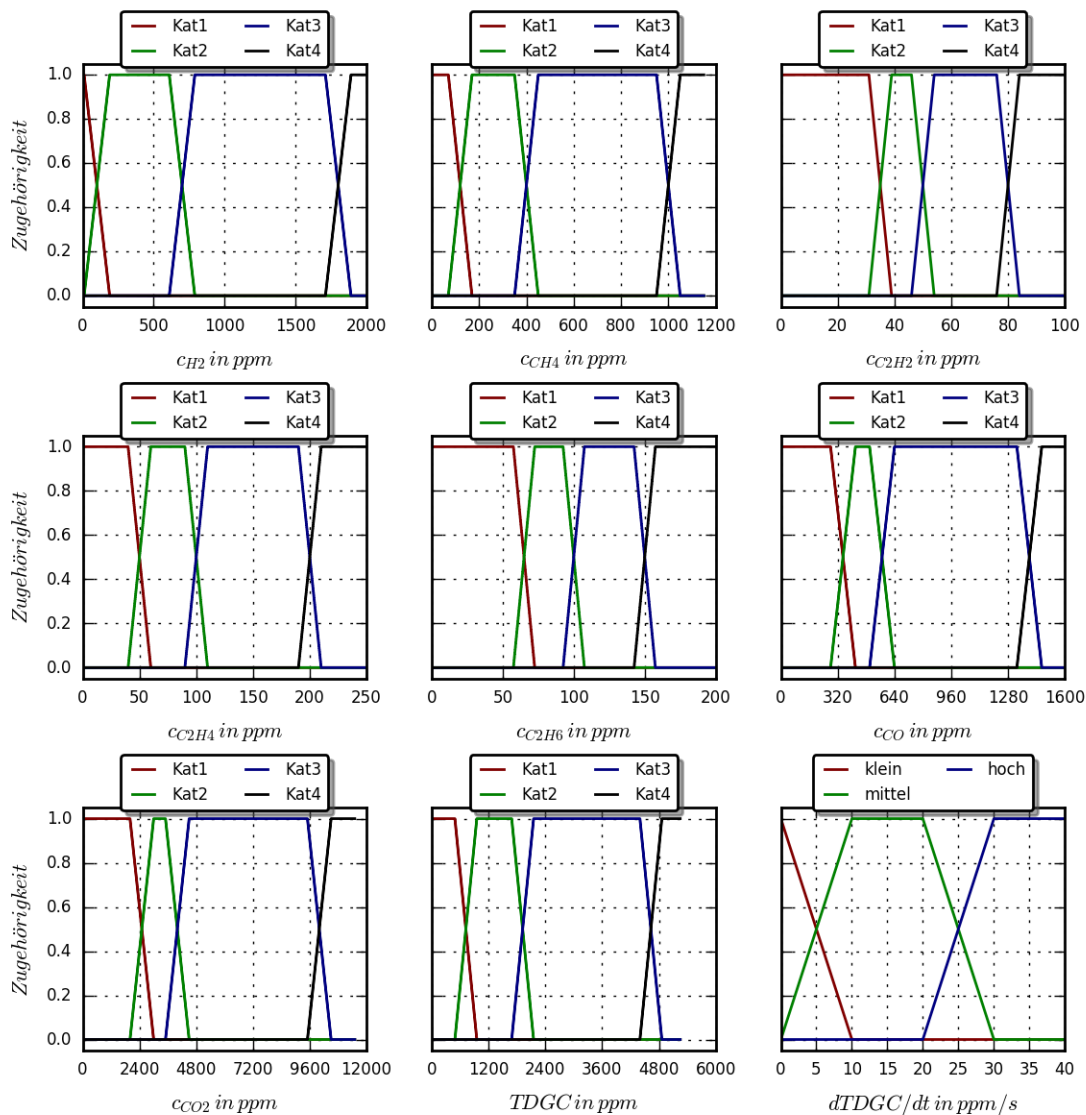


Abb. 4-10: Linguistische Eingangsvariablen des „IEEE-Controllers“

Die Ausgangsvariablen wurden entsprechend den durch das IEEE-Verfahren vorgegebenen Kategorien zum Transformatorzustand festgelegt:

- Kategorie 1: Normaler Transformatorbetrieb
- Kategorie 2: Transformator ist möglicherweise fehlerhaft
- Kategorie 3: Ein Fehler oder die Kombination von Fehlern ist wahrscheinlich
- Kategorie 4: Der Transformator ist fehlerhaft und ein Weiterbetrieb kann zum Defekt führen
- ShutDown: Zustand entsprechend Kategorie 4, zusätzlich wird eine sofortige Abschaltung des Transformators empfohlen

Bestimmt werden die Ausgangsgrößen durch das folgende Regelwerk:

- IF c_{H_2} is Kat1 AND c_{CH_4} is Kat1 AND $c_{C_2H_2}$ is Kat1 AND $c_{C_2H_4}$ is Kat1 AND $c_{C_2H_6}$ is Kat1 AND c_{CO} is Kat1 AND c_{CO_2} is Kat1 AND TDGC is Kat1 AND ($dTDGC/dt$ is klein OR $dTDGC/dt$ is mittel) THEN Kat1 is cf
- IF c_{H_2} is Kat1 AND c_{CH_4} is Kat1 AND $c_{C_2H_2}$ is Kat1 AND $c_{C_2H_4}$ is Kat1 AND $c_{C_2H_6}$ is Kat1 AND c_{CO} is Kat1 AND c_{CO_2} is Kat1 AND TDGC is Kat1 AND $dTDGC/dt$ is hoch THEN Kat2 is cf

- IF cH2 is Kat2 OR cCH4 is Kat2 OR cC2H2 is Kat2 OR cC2H4 is Kat2 OR cC2H6 is Kat2 OR cCO is Kat2 OR cCO2 is Kat2 OR TDGC is Kat2 THEN Kat2 is cf
- IF cH2 is Kat3 OR cCH4 is Kat3 OR cC2H2 is Kat3 OR cC2H4 is Kat3 OR cC2H6 is Kat3 OR cCO is Kat3 OR cCO2 is Kat3 OR TDGC is Kat3 THEN Kat3 is cf
- IF cH2 is Kat4 OR cCH4 is Kat4 OR cC2H2 is Kat4 OR cC2H4 is Kat4 OR cC2H6 is Kat4 OR cCO is Kat4 OR cCO2 is Kat4 OR TDGC is Kat4 THEN Kat4 is cf
- IF (cH2 is Kat4 OR cCH4 is Kat4 OR cC2H2 is Kat4 OR cC2H4 is Kat4 OR cC2H6 is Kat4 OR cCO is Kat4 OR cCO2 is Kat4 OR TDGC is Kat4) AND (dTdGCdt is mittel OR dTdGCdt is hoch) THEN ShutDown is cf

Durch dieses Regelwerk wird der Transformatorzustand in die Kategorie 1 eingeordnet, wenn alle Gaskonzentrationen dieser Kategorie entsprechen und die Gasbildungsrate klein oder mittel ist. Sobald die Konzentration eines Gases eine andere Zustandskategorie erreicht, wird die entsprechende Ausgangsgröße aktiviert.

4.2.3.2 KeyGas-Controller

Durch den „IEEE-Controller“ wird lediglich eine Aussage getroffen ob der Transformator fehlerhaft ist oder nicht. Erst mit der Auswertung von Schlüsselgasen wird eine Aussage zur Fehlerart ermöglicht. Das Regelwerk des „KeyGas-Controllers“ basiert auf der Tab. 4-1. Beim Schlüsselgasverfahren werden nur Fehlertypen zu bestimmten Gasen zugeordnet. Es wird allerdings keine Aussage zu Konzentrationswerten getroffen. Um dennoch eine rechnerbasierte Auswertung zu ermöglichen, ist eine Vorverarbeitung der Messwerte notwendig. Hierzu sind die gemessenen Schlüsselgaskonzentrationen zunächst auf die Kategorie 4 Endwerte der IEEE-Methode (Tab. 4-2) zu normieren. Die Normierung ist erforderlich, da sich die Wertebereiche der Gaskonzentrationen stark unterscheiden. Im Anschluss an die Normierung sind die Summe der normierten Schlüsselgaskonzentrationen zu bilden sowie der Anteil jedes Gases zu bestimmen. Durch den „KeyGas-Controller“ wird der vorherrschende Fehlertyp in Abhängigkeit der relativen Gaskonzentrationen (normierte Gasanteile) identifiziert.

Der „KeyGas-Controller“ wurde zusammen mit der Datenvorbereitung implementiert. Das heißt beim Aufruf zur Berechnung sind die Messwerte der Gase CO , CO_2 , H_2 , C_2H_2 sowie C_2H_4 zu übergeben. Der Fuzzy-Controller arbeitet mit den relativen Gasen als Eingangsgrößen:

$$r_{CO_x} = \frac{c_{CO,normiert} + c_{CO_2,normiert}}{c_{ges,normiert}} \quad (4-10)$$

$$r_{H_2} = \frac{c_{H_2,normiert}}{c_{ges,normiert}} \quad (4-11)$$

$$r_{C_2H_2} = \frac{c_{C_2H_2,normiert}}{c_{ges,normiert}} \quad (4-12)$$

$$r_{C_2H_4} = \frac{c_{C_2H_4,normiert}}{c_{ges,normiert}} \quad (4-13)$$

Alle Eingangsgrößen werden durch die entsprechenden linguistischen Variablen abgebildet. Jeder Eingangsgröße ist ein linguistischer Wert (*RelNormWert*) mit einer rampenförmigen Zugehörigkeitsfunktion zwischen null und eins zugeordnet (Abb. 4-11). Hierdurch wird der relative Gasanteil direkt durch den Fuzzy-Controller verarbeitet.

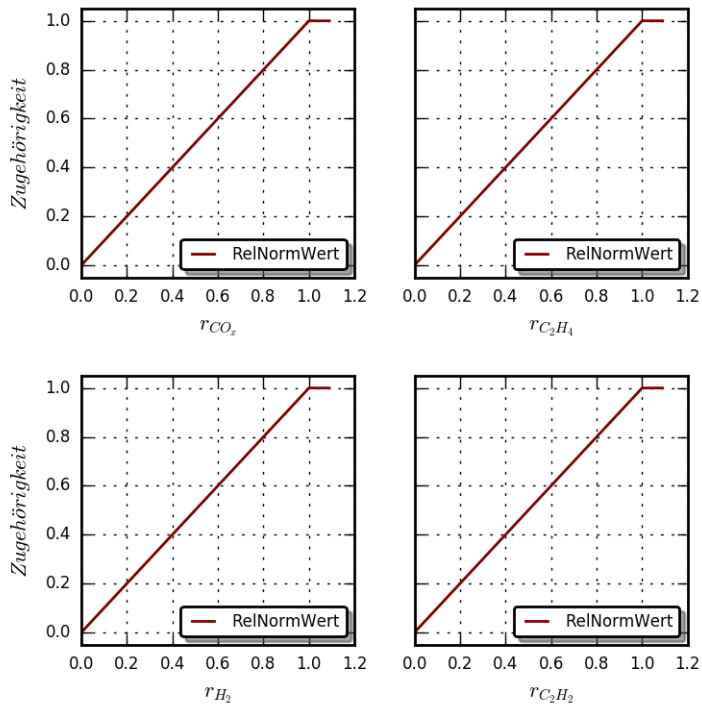


Abb. 4-11: Linguistische Eingangsvariablen des „KeyGas-Controllers“

Durch das Regelwerk erfolgt im Controller die Zuordnung von jeweils einem Schlüsselgas zu einem Fehler (Überhitzen von Leiter oder Öl, Teilentladung, Bogenentladung):

- IF r_{COx} is RelNormWert THEN O_Leiter is cf
- IF $r_{C_2H_4}$ is RelNormWert THEN O_Oel is cf
- IF r_{H_2} is RelNormWert THEN PD is cf
- IF $r_{C_2H_2}$ is RelNormWert THEN ARC is cf

Da an den Ausgängen des Controllers keine scharfen Werte (null oder eins), sondern reelle Zahlen zwischen null und eins ausgegeben werden, sind Rückschlüsse auf die vertretenden Fehlerarten sowie auf die Dominanz einzelner Fehler möglich. Daher ist die Auswertung weiterer begleitgase nicht zielführend.

4.2.4 Fuzzy-Rogers-Controller

Für das aktuelle Vorhaben wurde die Fuzzy-Rogers-Methode in Anlehnung an DUKARM umgesetzt [43]. Die Vorgehensweise von DUKARM ist in Abschnitt 4.1.3 zusammengefasst. Anhand der Angaben aus der entsprechenden Literaturstelle war es möglich den Aufbau der linguistischen Eingangsvariablen direkt umzusetzen. Diese werden in Abb. 4-12 zusammenfassend gezeigt.

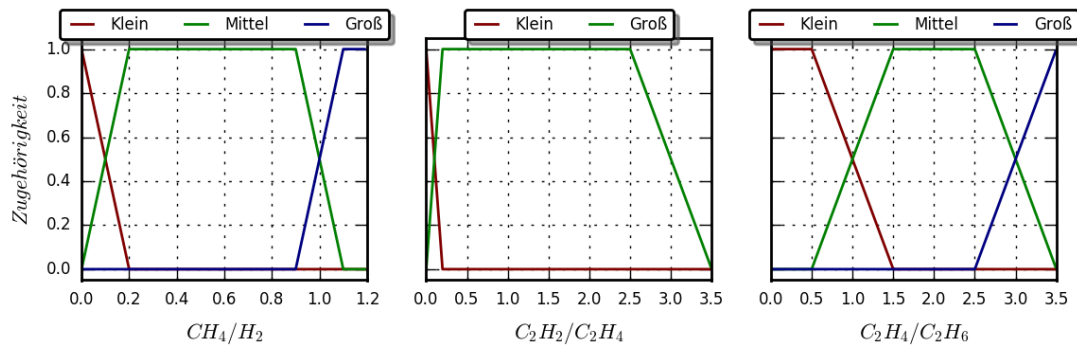


Abb. 4-12: Linguistische Eingangsvariablen des „Rogers-Controllers“

Zu den Ausgangsvariablen wird nur gesagt, dass für jeden Transformatorzustand ein Vertrauenswert cf im Wertebereich von null bis eins ausgegeben wird [43]. Daher wurden die entsprechenden linguistischen Variablen (OK, PD, ARC, TL, TM, TH) als Takagi-Sugeno-Typ mit der linearen Funktion $f(x) = cf = x$ angelegt³¹. Dadurch wird erreicht, dass je nach Erfüllungsgrad der Regel für einen Transformatorzustand ein entsprechend gewichteter Vertrauenswert gebildet wird.

Als Quelle des ersten Testbeispiels gibt DUKARM den IEEE Standard C57.104-1991 [24] an. Hier konnte ein entsprechendes Zahlenbeispiel auf Seite 10 gefunden werden. Jedoch sind die Diagnoseergebnisse aus [43] weder durch das Modell noch durch direktes anwenden des Regelwerkes nachvollziehbar³². Daher wurden die Testfälle aus [34] erfolgreich nachgerechnet (Tab. 4-16).

Tab. 4-16: Validierung der „fuzzylite“-Version der Fuzzy-Rogers-Methode

	Gaskonzentration in ppm					Diagnose	Ergebnis Modell
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂		
Fall 1	300	1740	1190	3500	0	O, PD, ZD	$cf_{TM} = 0,56$ $cf_{TH} = 0,44$
Fall 2	360	260	40	440	380	D1/D2, ZD	$cf_{ARC} = 1,00$
Fall 3	930	3630	1570	10940	230	O	$cf_{TH} = 0,89$
Fall 4	4890	290	30	0	0	PD	$f_{OK} = 0,30$ $cf_{PD} = 0,70$

Die Validierungsergebnisse zeigen, dass für die Fälle 1 und 3 die Tendenz zum thermischen Fehler durch die Fuzzy-Implementierung der Rogers-Methode erkannt wird. Auch für den Fall 4 wird die Tendenz zum bestätigten Fehler „Teilentladungen“ durch das Modell ausgegeben. An diesen Beispielen zeigt sich wie wichtig das aufweichen der scharfen Grenzwerte bei der DGA ist. Denn durch die scharfe Rogers-Methode würde nur der Fall 3 erkannt werden (Vertrauenswert des Fehlers ist hier 1). Für alle anderen Testfälle sind die Vertrauenswerte kleiner eins und würden daher zu keiner Aussage im scharfen verfahren führen.

³¹ Diese Funktion entspricht der eingangs beschriebenen Rampe zwischen null und eins für alle Ausgangsvariablen.

³² Die Eingangswerte verweisen auf nicht definierte Punkte im Regelwerk und dies gibt das Modell auch so wieder.



4.2.5 IEC-Controller

Das Verfahren der IEC teilt sich in die Schritte Fehlerdetektion und Diagnose. Da zur Fehlerdetektion betriebsmittelspezifische Eingangsinformationen notwendig sind, ist es zielführender diesen Teil als gesondertes Modul umzusetzen. Dieses Modul muss so aufgebaut sein, dass die 90%-Werte der IEC-Norm angewendet werden, wenn keine Eingangsinformationen vorliegen.

Der „IEC-Controller“ setzt den Diagnoseteil des DGA-Analyseverfahrens der IEC60599 um. Hierzu sind die Gasquotienten $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$ und $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ auszuwerten. Die zugehörigen linguistischen Variablen sind in Abb. 4-13 zu sehen. Für jede Variable wurden die linguistischen Werte entsprechend der Wertebereiche der Diagnoseentscheidungen ausgelegt. Die Übergänge der Zugehörigkeitsfunktionen sind so ausgelegt, dass unterschiedliche benachbarte Werte sich bei der Zugehörigkeit 0,5 überschneiden und am nachfolgenden Wert enden. Haben benachbarte Werte den gleichen Betrag ist der Übergang derart gestaltet, dass die Zugehörigkeit 1,0 nahtlos in den nächsten linguistischen Wert übergeht.

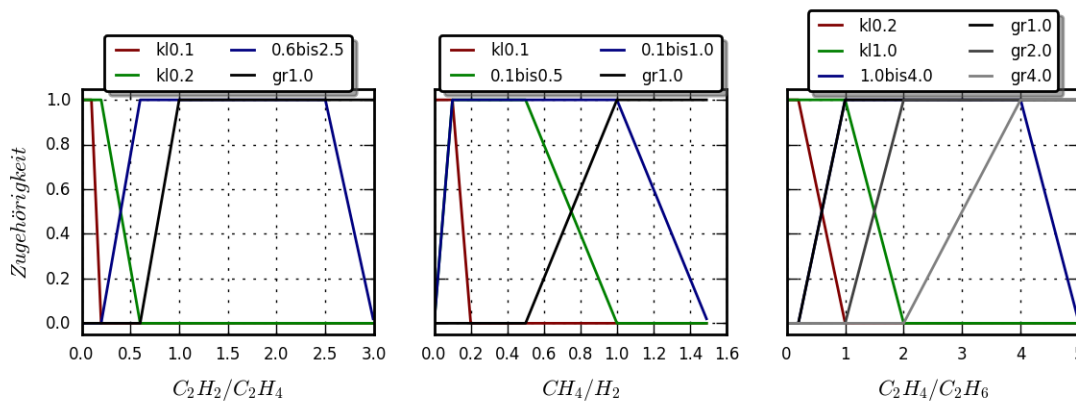


Abb. 4-13: Linguistische Eingangsvariablen des „IEC-Controllers“

Die Ausgangsgrößen wurden entsprechend der durch das IEC-Verfahren diagnostizierbaren Fehler festgelegt (PD, D1, D2, T1, T2, T3). Zusammen mit der gezielten Festlegung der linguistischen Werte ist es möglich das Regelwerk des „IEC-Controllers“ direkt nach Tab. 4-5 umzusetzen:

- IF MH is kl0.1 AND EE is kl0.2 THEN PD is cf
- IF AE is gr1.0 AND MH is 0.1bis0.5 AND EE is gr1.0 THEN D1 is cf
- IF AE is 0.6bis2.5 AND MH is 0.1bis1.0 AND EE is gr2.0 THEN D2 is cf
- IF MH is gr1.0 AND EE is kl1.0 THEN T1 is cf
- IF AE is kl0.1 AND MH is gr1.0 AND EE is 1.0bis4.0 THEN T2 is cf
- IF AE is kl0.2 AND MH is gr1.0 AND EE is gr4.0 THEN T3 is cf

4.2.6 Implementierung des Duval-Verfahrens

4.2.6.1 Duval-Dreiecke: DuvalD-Controller

Die Idee der Duval-Dreiecke ist es den relativen Konzentrationsanteil drei wesentlicher Gase zu bestimmen und diese Beziehung in einem Dreiecksdiagramm einzutragen. Weiterhin sind für jedes Dreieck Fehlerzonen festgelegt. Somit kann anhand der Lage eines Punktes im Dreiecksdiagramm auf einen Transformatorfehler geschlossen werden. Da-

bei ist davon auszugehen, dass die Diagnosegenauigkeit an den Zonengrenzen abnimmt³³. Die verschiedenen Duval-Dreiecke unterscheiden sich anhand der betrachteten Gase sowie der Fehlerzonen. Somit muss ein rechnergestütztes Auswerteverfahren der Duval-Dreiecke die folgenden Aufgaben übernehmen:

1. Bestimmen der Gasbeziehung und Zuordnung zu den Fehlerzonen im Dreiecksdiagramm.
2. Aufzeigen mehrerer Diagnosemöglichkeiten im Randgebiet von Fehlerzonen.

Die zweite Aufgabe ist in der Tatsache begründet, dass die Aussagekraft im Randgebiet der Fehlerzonen abnimmt. Hierbei ist die Herausforderung, dass nirgends definiert ist, wie sich die Diagnosegenauigkeit verhält. Gelöst wird dies durch folgende Vorgehensweise:

- Der Vertrauensgrad einer Diagnose muss innerhalb der Zonengrenzen eins betragen.
- Nach Verlassen einer Fehlerzone muss der Vertrauensgrad der entsprechenden Diagnose langsam abnehmen.

Hierdurch wird das Duval-Verfahren nicht nur direkt umgesetzt, sondern auch erweitert. Am Rand der Fehlerzonen werden verschiedene Fehlerursachen identifiziert. Dies verdeutlicht zum einen die Unsicherheit der Diagnoseaussage und zum anderen werden weitere naheliegende Fehlerursachen in Abhängigkeit der benachbarten Fehlerzonen aufgezeigt.

Durch die Gemeinsamkeiten der Duval-Dreiecke ist auch der grundlegende Aufbau der „DuvalD-Controller“ vergleichbar. Die linguistischen Variablen der Eingänge sind entsprechend der betrachteten Fehlergase angelegt. Sowohl die linguistischen Werte als auch das Regelwerk sind direkt aus den einzelnen Fehlerzonen abgeleitet. Um den Übergang an den Zonengrenzen nachzubilden, wurden rampenförmige Zugehörigkeitsfunktionen für die linguistischen Werte ausgewählt. Dabei muss zum Anfangswert einer abfallenden Geraden ein Offset hinzuaddiert und vom Anfangswert einer ansteigenden Geraden ein Offset abgezogen werden. Um die Controller flexibel zu gestalten wurde dieser Offset als Parameter implementiert und standardmäßig auf 0,05 festgelegt. Da der Gesamtwertebereich in Dreiecksdiagrammen von null bis eins festgelegt ist, ist ein prozentualer Offset nicht notwendig. Nachfolgend wird der resultierende Aufbau der „DuvalD-Controller“ vorgestellt.

4.2.6.1.1 DuvalD1-Controller

Es werden die Fehlergase CH_4 , C_2H_4 und C_2H_2 betrachtet. Hieraus ergeben sich die in Abb. 4-14 dargestellten linguistischen Variablen als Eingangsgrößen des Fuzzy-Controllers.

³³ In diesem Bereich unterscheiden sich die Fehlertypen anhand minimaler Werteänderungen.

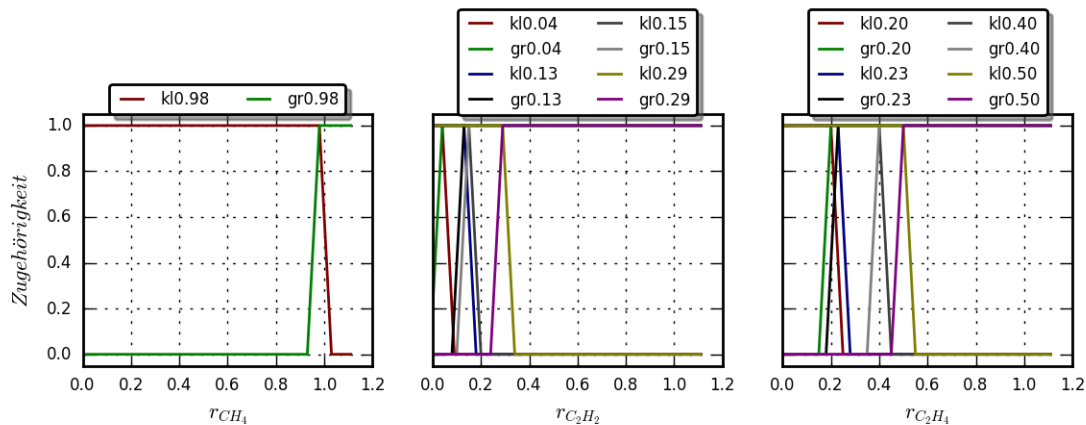


Abb. 4-14: Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD1-Controllers"

Das Regelwerk des Controllers lautet:

- IF rC2H4 is kl0.23 AND rC2H2 is gr0.13 THEN D1 is cf
- IF ((rC2H4 is gr0.23 AND rC2H4 is kl0.40) AND rC2H2 is gr0.13) OR (rC2H4 is gr0.23 AND rC2H2 is gr0.29) THEN D2 is cf
- IF (rC2H4 is kl0.40 AND rC2H2 is gr0.04 AND rC2H2 is kl0.13) OR (rC2H4 is gr0.40 AND rC2H4 is kl0.50 AND rC2H2 is gr0.04 AND rC2H2 is kl0.29) OR (rC2H4 is gr0.50 AND rC2H2 is gr0.15 AND rC2H2 is kl0.29) THEN DT is cf
- IF rCH4 is gr0.98 THEN PD is cf
- IF rCH4 is kl0.98 AND rC2H4 is kl0.20 AND rC2H2 is kl0.04 THEN T1 is cf
- IF rC2H4 is gr0.20 AND rC2H4 is kl0.50 AND rC2H2 is kl0.04 THEN T2 is cf
- IF rC2H4 is gr0.50 AND rC2H2 is kl0.15 THEN T3 is cf

Die durch den Controller berechneten Fehlerzonen sind in Abb. 4-15 visualisiert.

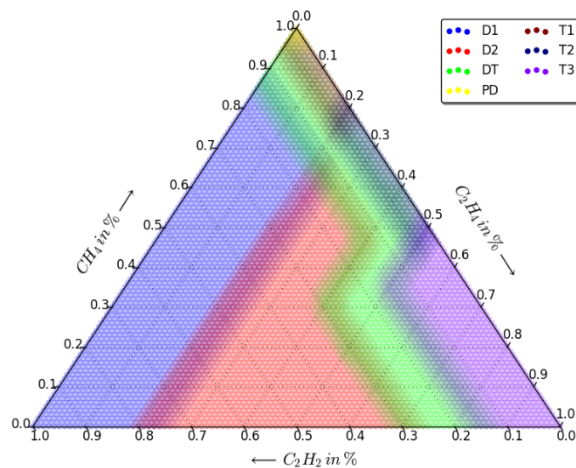


Abb. 4-15: Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD1-Controllers"

4.2.6.1.2 DuvalD4-Controller

Es werden die Fehlergase H_2 , CH_4 und C_2H_6 betrachtet. Hieraus ergeben sich die in Abb. 4-16 dargestellten linguistischen Variablen als Eingangsgrößen des Fuzzy-Controllers.

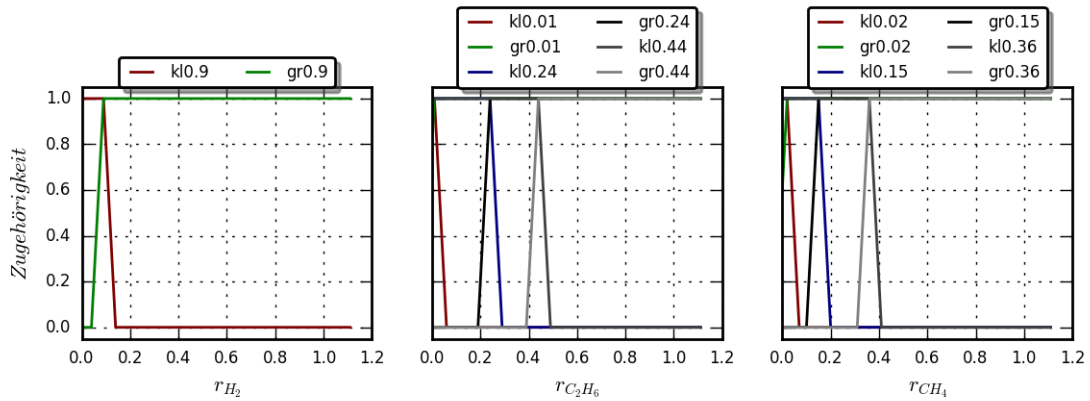


Abb. 4-16: Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD4-Controllers"

Das Regelwerk des Controllers lautet:

- IF rCH4 is gr0.02 AND rCH4 is kl0.15 AND rC2H6 is kl0.01 THEN PD is cf
- IF ((rCH4 is kl0.02 AND rC2H6 is kl0.44) OR (rCH4 is gr0.02 AND rCH4 is kl0.15 AND rC2H6 is gr0.01 AND rC2H6 is kl0.44) OR (rCH4 is gr0.15 AND rCH4 is kl0.36 AND rC2H6 is kl0.44) OR (rH2 is gr0.09 AND rC2H6 is gr0.24 AND rC2H6 is kl0.44)) THEN S is cf
- IF rCH4 is gr0.36 AND rC2H6 is kl0.24 THEN C is cf
- IF rH2 is kl0.09 AND rC2H6 is gr0.24 THEN O is cf

Die durch den Controller berechneten Fehlerzonen sind in Abb. 4-17 visualisiert.

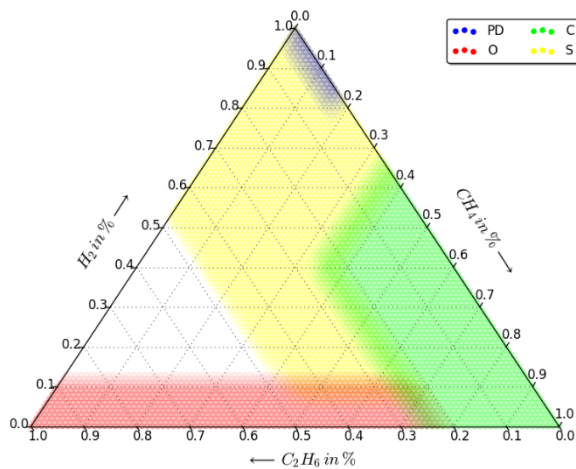


Abb. 4-17: Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD4-Controllers"

4.2.6.1.3 DuvalD5-Controller

Es werden die Fehlgase CH_4 , C_2H_4 und C_2H_6 betrachtet. Hieraus ergeben sich die in Abb. 4-18 dargestellten linguistischen Variablen als Eingangsgrößen des Fuzzy-Controllers.

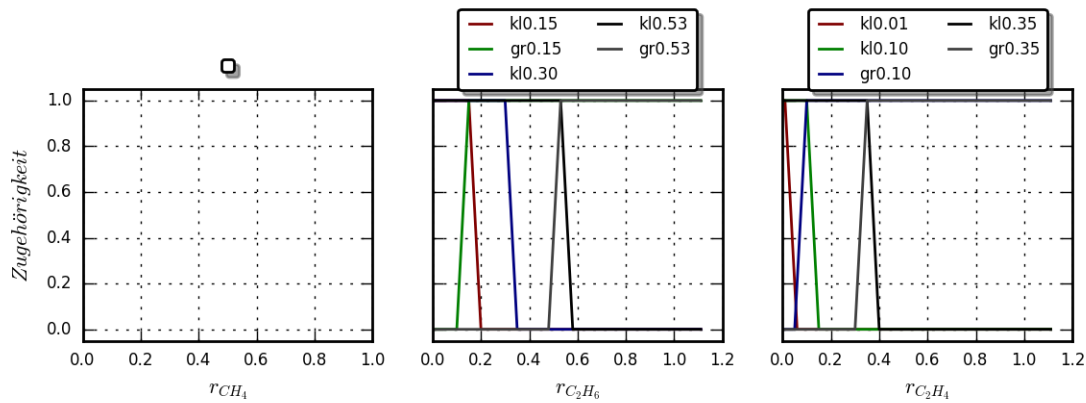


Abb. 4-18: Linguistische Eingangsvariablen des "DuvalD5-Controllers"

Das Regelwerk des Controllers lautet:

- IF rC2H4 is kl0.01 AND rC2H6 is kl0.15 THEN PD is cf
- IF rC2H4 is kl0.10 AND rC2H6 is gr0.15 AND rC2H6 is kl0.53 THEN S is cf
- IF rC2H4 is gr0.10 AND rC2H4 is kl0.35 AND rC2H6 is kl0.30 THEN C is cf
- IF rC2H4 is kl0.10 AND (rC2H6 is kl0.15 OR rC2H6 is gr0.53) THEN O is cf
- IF rC2H4 is gr0.35 THEN T3 is cf

Die durch den Controller berechneten Fehlerzonen sind in Abb. 4-19 visualisiert.

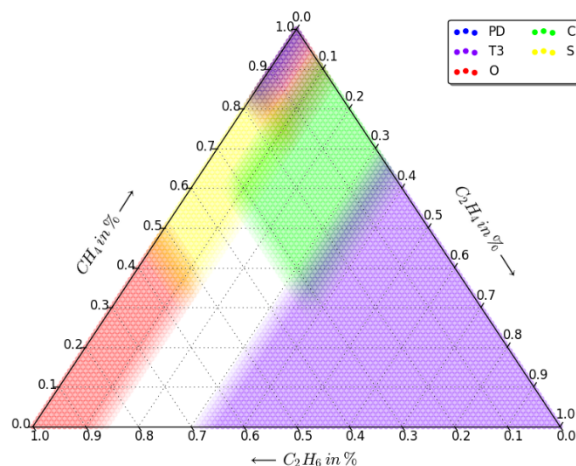


Abb. 4-19: Resultierende Fehlerzonen des "DuvalD5-Controllers"

4.2.6.2 Duval-Fünfeck: DuvalF-Modell

Das Verfahren beim Duval-Fünfeck ist grundlegend vergleichbar zu den Duval-Dreiecken (siehe Abschnitt 4.1.1.5.2): Es wird der relative Konzentrationsanteil von Fehlergasen ermittelt. Für diesen relativen Anteil ergibt sich ein Punkt in einem entsprechenden Netzdiagramm. In diesem Diagramm sind Fehlerzonen eingetragen, so dass anhand der Lage des Punktes eine Diagnoseaussage getroffen wird. Der entscheidende Unterschied des Duval-Fünfecks zu den Duval-Dreiecken ist die Angabe der Fehlerzonen. Diese sind im Fünfeck durch ihre Eckpunkte festgelegt. Für die Angabe der Eckpunkte wird ein xy -Koordinatensystem verwendet. Um das Duval-Fünfeck als Fuzzy-Controller zu implementieren, müssen für alle Eckpunkte die relativen Gasanteile ermittelt werden. Anschließend müssen die entsprechenden linguistischen Werte angelegt werden. Dabei sind fünf linguistische Variablen zu berücksichtigen. Ein daraus resultierendes Regelwerk wäre komplex und schwer nachzuvollziehen. Somit kann ein Fuzzy-Controller zum Duval-Fünfeck nicht von den Stärken der Fuzzy-Logik profitieren. Daher

ist ein geeignetes Ersatzmodell notwendig, welches vergleichbare Ergebnisse zum Fuzzy-Controller liefern kann.

Als Ersatzmodell wurde das „DuvalF-Modell“ entworfen. Damit das Diagnoseergebnis vergleichbar zu den Fuzzy-Controllern ist, wird im Modell zu jedem Fehler eine Ausgangsgröße angelegt. Der Wert jeder Ausgangsgröße ist der Vertrauensgrad cf zu jeder Fehleraussage. Das „DuvalF-Modell“ setzt das Verfahren zum Duval-Fünfeck gemäß den Vorgaben aus der Literatur [33] um (siehe Abschnitt 4.1.1.5.2). Lediglich die Einordnung eines ermittelten Punktes zu den Fehlerzonen ist eine Herausforderung. Diese kann gelöst werden, indem die Fehlerzonen als beliebige Vielecke aufgefasst werden. Somit muss für eine Diagnose die Entfernung d eines Punktes zu jedem Vieleck ermittelt werden. In Abhängigkeit der Entfernung kann für jeden Fehler eine Aussage zum Vertrauensgrad getroffen werden:

- $cf_{Fehler} = 1$; wenn $d = 0$
- $cf_{Fehler} = -\frac{1}{d_{max}}d + 1$; wenn $0 < d < d_{max}$
- $cf_{Fehler} = 0$; wenn $d \geq d_{max}$

Durch die lineare Funktion für $cf(d)$ wird eine Überlappung der Fehlerzonen wie bei den Fuzzy-Controllern erreicht. Die relativen Gaskonzentrationen im Duval-Fünfeck werden in Prozent angegeben. Daher ist das „DuvalF-Modell“ mit $d_{max} = 5\%$ vergleichbar zu den „DuvalD-Controllern“ parametrisiert.

Die Eingangsgrößen des „DuvalF-Modells“ sind die Konzentrationen der Fehlergase C_2H_4 , CH_4 , C_2H_6 , H_2 sowie C_2H_2 . Ein Test des „DuvalF-Modells“ anhand zufällig generierter Gasanteile ergibt das in Abb. 4-20 aufgeführte Diagnoseschema.

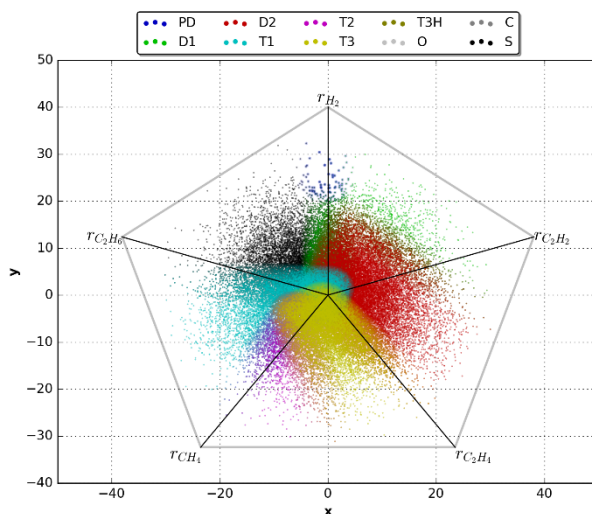


Abb. 4-20: Resultierende Fehlerzonen des "DuvalF-Modells"

4.2.7 CIGRE-Controller

Bei der DGA Auswertung nach dem Verfahren der CIGRE werden zum einen Gasquotienten und zum anderen Schlüssel- bzw. Summengase hinsichtlich dem Überschreiten von Schwellwerten getrennt voneinander überprüft. Die Fehlererkennung wird durch das Zusammenführen der beiden Einzelergebnisse durchgeführt. FISCHER ET AL. bewerten dieses Vorgehen als nachteilig und haben daher Fuzzy-Controller entworfen, in denen die Fehlererkennung und –diagnose für die verschiedenen Eingangsgrößen zusammengeführt wurde [34]. Da sich das Vorgehen von FISCHER ET AL. zum Entwurf der bisher



vorgestellten Diagnose-Controller grundlegend unterscheidet³⁴ wurde analog zur bisherigen Vorgehensweise ein neuer Controller entwickelt, welcher alle Eingangsgrößen zusammen auswertet.

Der „CIGRE-Controller“ hat als Eingangsgrößen die Gasquotienten $\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$, $\frac{H_2}{CH_4}$, $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$, $\frac{CO_2}{CO}$ und $\frac{C_2H_2}{H_2}$ sowie die Schlüsselgase C_2H_2 , H_2 , $\sum_{x=1,2,3} C_xH_y$, $\sum_{x=1,2} C_xH_y$ und $\sum_{x=1,2} CO_x$ ³⁵.

Da beim CIGRE-Verfahren nur Grenzwerte auszuwerten sind, ist der Aufbau aller linguistischen Variablen der Eingangsgrößen gleich. Jeder Variablen werden zwei linguistische Werte zugeordnet, welche die Zugehörigkeit zum Unter- bzw. Überschreiten des Grenzwertes angeben. Das Betrachten der Unterschreitung ist beim Verknüpfen der Tabellen des CIGRE-Verfahrens (siehe Abschnitt 4.1.1.6) von Bedeutung. Da der Fehler zum Stufenschalterleck nur bei der Auswertung des Gasquotienten $\frac{C_2H_2}{H_2}$ vorkommt, ist für diesen ein linguistischer Wert bezüglich der Überschreitung ausreichend.

Allgemein muss die Zugehörigkeit zum Unter- / Überschreiten bei Annäherung an einen Grenzwert linear ab- / zunehmen. Der Anfangspunkt dieser Geraden wird durch einen Schwellwert mit dem Wertebereich zwischen null und eins bestimmt. Am Beispiel der Annäherung zum Überschreiten wird der Anfangspunkt wie folgt ermittelt:

$$x_0 = x_{Grenzwert} \cdot (1,0 - \text{Schwellwert}) \quad (4-14)$$

Hierbei steht x für eine beliebige Eingangsvariable des „CIGRE-Controllers“. Der Schwellwert ist als frei vorgegebbarer Parameter im Controller hinterlegt, so dass ein einfaches Anpassen möglich ist. Der Standardwert wurde auf 0,25 festgelegt. Dies ermöglicht ein zeitigeres Ansprechen des „CIGRE-Controllers“ und erlaubt auch das Erkennen von Fehlertendenzen bzw. dem Start einer Fehlerentwicklung. Da für den Gasquotienten $\frac{CO_2}{CO}$ auch ein unterer Grenzwert auszuwerten ist, wurde die entsprechende linguistische Variable um zwei weitere linguistische Werte erweitert. Hierbei ist die Spreizung des Übergangsbereiches an den oberen Grenzwert angepasst. In der Abb. 4-21 sind die linguistischen Variablen zu den Gasquotienten und in Abb. 4-22 zu den Einzel- und Summengasen dargestellt.

³⁴ Auftrennen auf viele Controller; Verwenden nichtlinearer Zugehörigkeitsfunktionen

³⁵ Bei den Summengasen ist der x -Wert entsprechend der Vorgabe zu setzen. Anschließend ergibt sich y entsprechend den Fehlern mit C_x .

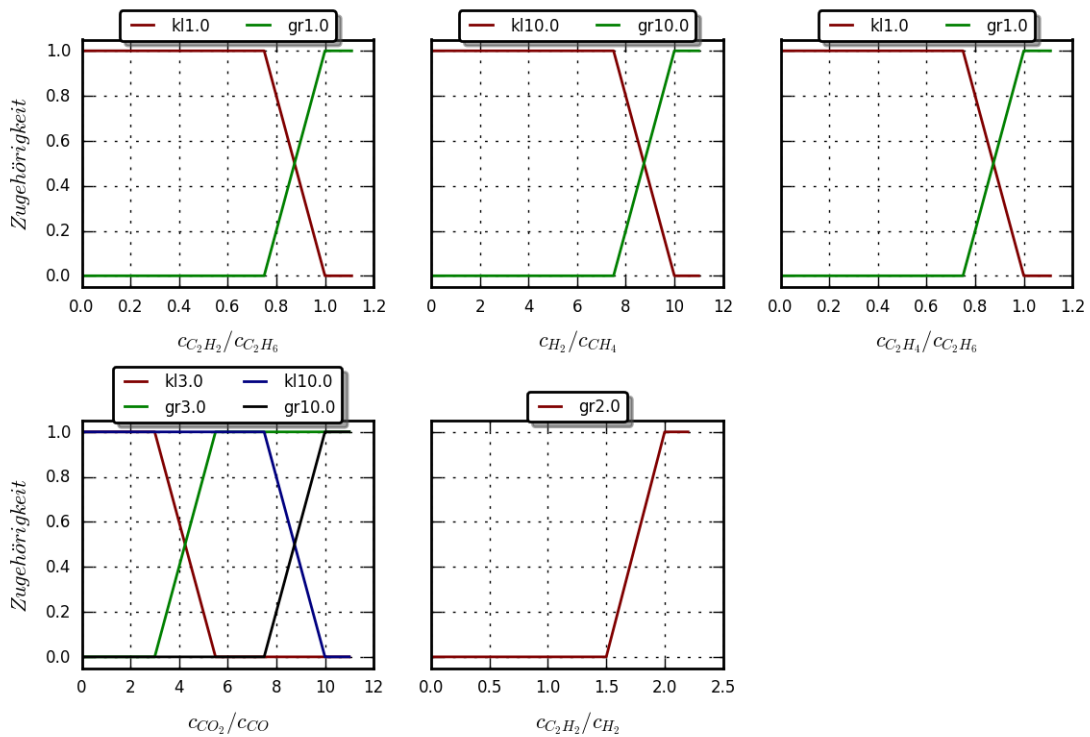


Abb. 4-21: Linguistische Eingangsvariablen für die Gasquotienten des "CIGRE-Controllers"

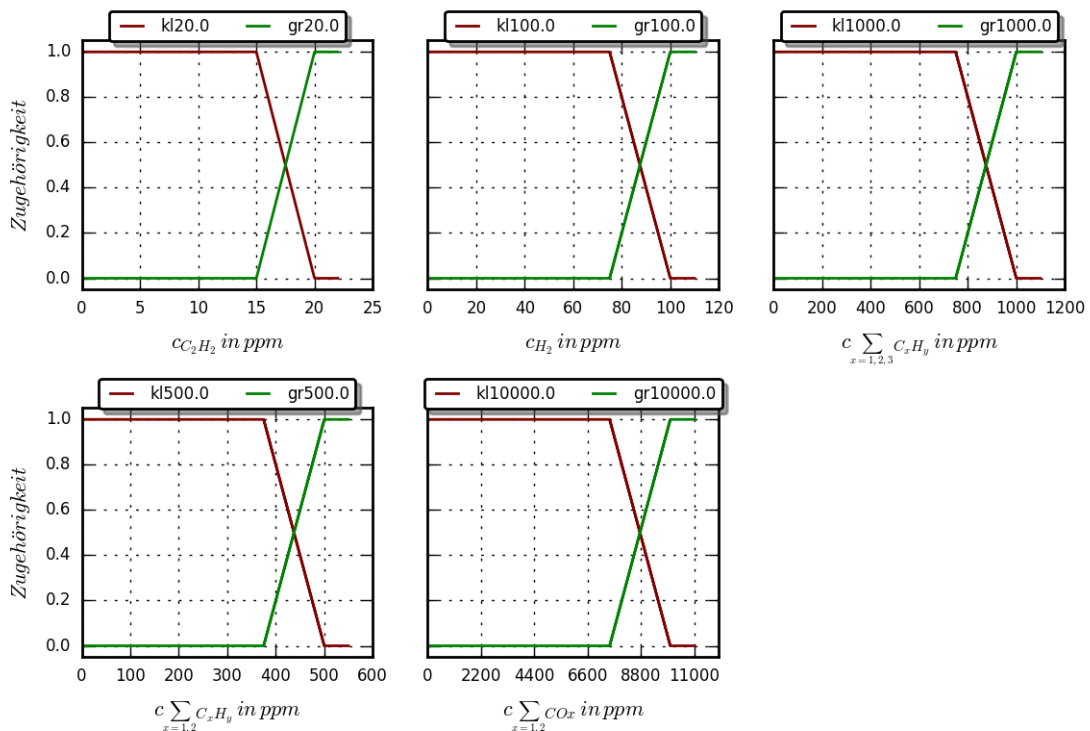


Abb. 4-22: Linguistische Eingangsvariablen für die Fehlerrgase des "CIGRE-Controllers"



Eine wesentliche Aufgabe des „CIGRE-Controllers“ ist das Verknüpfen der Diagnosetabellen des CIGRE-Verfahrens. Wird die Verknüpfung im Regelwerk zu konservativ³⁶ ausgewertet, führt dies zu einem Ansprechen eines Fehlers, wenn bereits eine Vorbedingung erfüllt ist. Dies kann zu einer Fehlinterpretation der Diagnoseergebnisse führen. Daher wurde ein erweitertes Regelwerk entworfen, welches eine gewichtete Auswertung der verschiedenen Fehlerbedingungen gestattet. Durch eine Wichtung der Fehlerausgabe anhand getrennter Regeln wird angezeigt, dass eine Vorbedingung für einen Fehler aktiv ist. Da der Vertrauenswert dieses Fehlers in diesem Fall maximal 0,5 beträgt, wird auch verdeutlicht, dass der Fehler nicht sehr ausgeprägt ist oder dass lediglich eine Tendenz des Transformators zur Entwicklung dieses Fehlers besteht. Es werden also keine Informationen verworfen und gleichzeitig werden die einzelnen Fehlerbedingungen nicht überbewertet.

Um eine gewichtete Aussage an den einzelnen Ausgängen des „CIGRE-Controllers“ zu erhalten, wurden zu jedem Fehler drei linguistische Werte als Konstanten angelegt:

- „Gas“ mit $cf = 1,0$; für Regeln mit Gaskonzentrationen
- „Quotient“ mit $cf = 1,0$; für Regeln mit Gasquotienten
- „Null“ mit $cf = 0,0$; für Regeln bei Normalzustand des Transformators

Die Ausgangsgrößen zu den Fehlern elektrische bzw. thermische ZD sowie StS werden jeweils nur durch eine Regel bestimmt. Daher ist es hier ausreichend einen linguistischen Wert cf als Rampe analog zu den bisherigen Controllern zu verwenden. Anhand der folgenden Regeln werden die cf -Werte zu den einzelnen Fehlern im „CIGRE-Controller“ ermittelt:

- IF AE is gr1.0 THEN ARC is Quotient
- IF C2H2 is gr20.0 THEN ARC is Gas
- IF AE is kl1.0 OR C2H2 is kl20.0 THEN ARC is Null
- IF HM is gr10.0 THEN PD is Quotient
- IF H2 is gr100.0 THEN PD is Gas
- IF HM is kl10.0 OR H2 is kl100.0 THEN PD is Null
- IF EE is gr1.0 THEN O is Quotient
- IF CxHy_x123 is gr1000.0 OR CxHy_x12 is gr500.0 THEN O is Gas
- IF EE is kl1.0 OR CxHy_x123 is kl1000.0 OR CxHy_x12 is kl500.0 THEN O is Null
- IF CC is kl3.0 OR CC is gr10.0 THEN ZD is Quotient
- IF COx_x12 is gr10000.0 THEN ZD is Gas
- IF CC is gr3.0 OR CC is kl10.0 OR COx_x12 is kl10000.0 THEN ZD is Null
- IF CC is kl3.0 THEN ZD_el is cf
- IF CC is gr10.0 THEN ZD_th is cf
- IF AH is gr2.0 THEN StS is cf

4.2.8 Fuzzy-Controller zum MSS-Verfahren

Beim MSS-Verfahren werden die Arbeitsschritte in die Fehlererkennung sowie die Diagnose eingeteilt. Für eine gute Anpassung an die Besonderheiten dieser Arbeitsschritte wurden zwei getrennte Fuzzy-Controller entwickelt. Diese werden nachfolgend beschrieben.

4.2.8.1 MSS-Fehler-Controller

Die Fehlererkennung im MSS-Verfahren erfolgt anhand typischer 90%-Kennwerte (siehe Abschnitt 4.1.1.7 bzw. Tab. 4-11). Dabei sind die einzelnen Grenzwerte in Abhängigkeit vom Alter des Transformators festgelegt (Betriebsdauer $< 5a$ oder $5a - 10a$). Im „MSS-

³⁶ Jeweils eine Regel für jeden Fehler, wobei die Fehlerbedingungen ODER-Verknüpft sind.

Fehler-Controller“ wird das Betriebsalter nicht berücksichtigt. Stattdessen werden die beiden zu jedem Gas angegebenen Grenzkonzentrationen bei der Erstellung der zugehörigen linguistischen Variablen berücksichtigt. Die Eingangsvariablen des „MSS-Fehler-Controllers“ sind die Konzentrationsmesswerte der Gase H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , C_4H_{10} , CO und CO_2 . Zu jeder linguistischen Eingangsvariablen wird ein linguistischer Wert, welcher den Messwert $c_{Messung}$ hinsichtlich der Zugehörigkeit zu den Fehlerkonzentrationswerten $FKonz$, bewertet. Die Bewertung erfolgt anhand einer Rampenfunktion, wobei

- $FKonz = 0,0$ ist, wenn $c_{Messung} < c_{Grenzwert, Alter < 5a}$ ist oder
- $FKonz = 1,0$ ist, wenn $c_{Messung} > c_{Grenzwert, Alter 5a-10a}$ ist.

Demnach ergeben sich die linguistischen Eingangsgrößen wie in Abb. 4-23 dargestellt. Die Kurven sind so zu interpretieren, dass je jünger ein Transformator ist, desto kritischer sind auch kleine Vertrauenswerte hinsichtlich der Fehlererkennung zu prüfen, da mindestens ein Grenzwert für das Alter „unter 5a“ überschritten wurde.

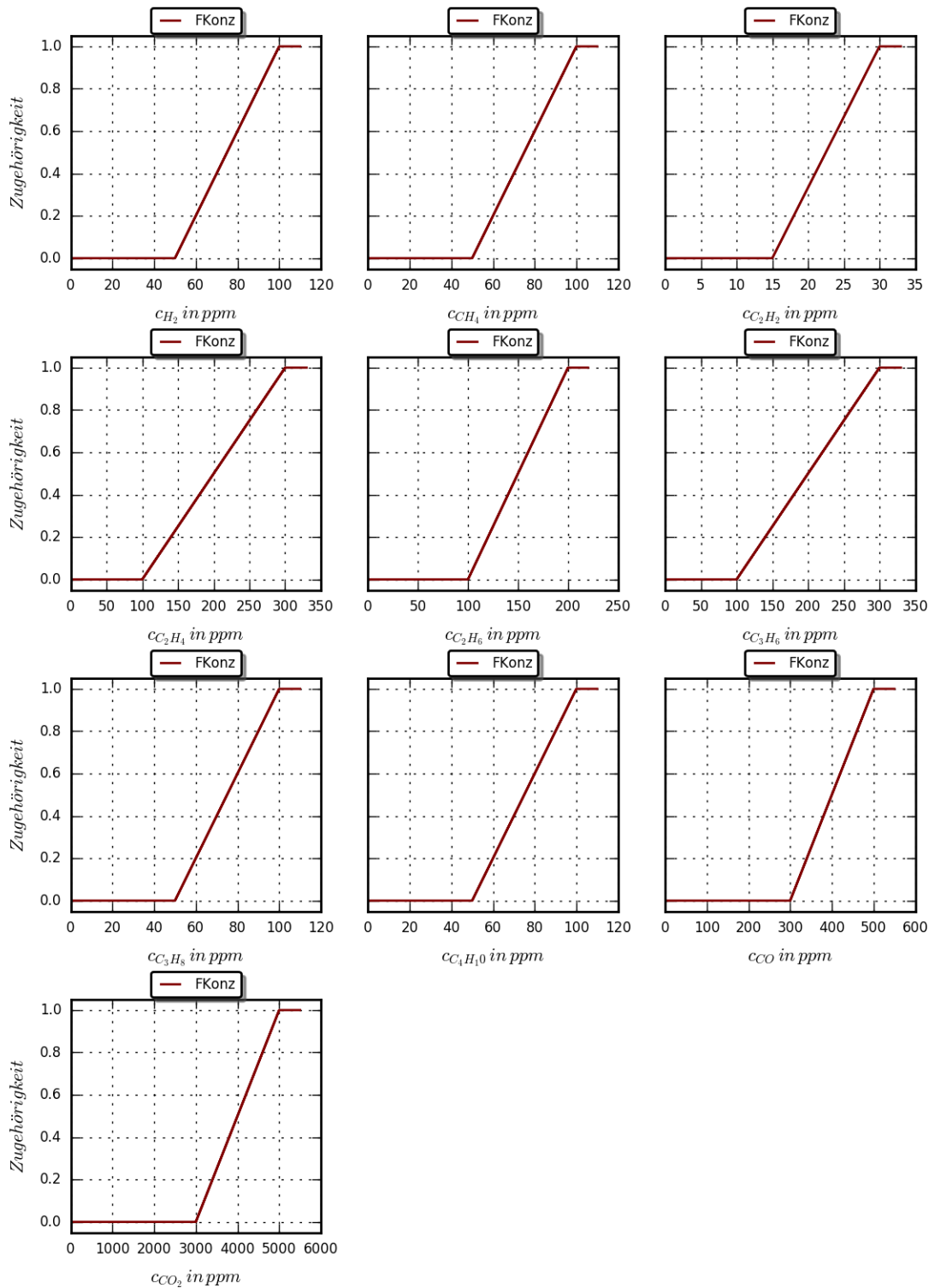


Abb. 4-23: Linguistische Eingangsvariablen des "MSS-Fehler-Controllers"

Den Ausgang des „MSS-Fehler-Controllers“ bildet ein Vertrauenswert zu der Aussage ob der Transformator fehlerhaft ist oder nicht. Die Berechnung des Ausgangs wird entsprechend der folgenden Regel durchgeführt:

- IF cH₂ is FKonz OR cCH₄ is FKonz OR cC₂H₂ is FKonz OR cC₂H₄ is FKonz OR cC₂H₆ is FKonz OR cC₃H₆ is FKonz OR cC₃H₈ is FKonz OR cC₄H₁₀ is FKonz OR cCO is FKonz OR cCO₂ is FKonz THEN Fehler is cf

4.2.8.2 MSS-Diagnose-Controller

Im „MSS-Diagnose-Controller“ wird Tab. 4-12 umgesetzt. Hierbei werden die fünf Gasquotienten $\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$, $\frac{H_2}{CH_4}$, $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$, $\frac{C_2H_4}{C_3H_6}$ und $\frac{CO_2}{CO}$ ausgewertet. Demnach bilden diese Gasquotienten die linguistischen Eingangsvariablen des Controllers. Jeder Variablen sind die linguistischen Werte entsprechend der Diagnosegrenzwerte zugeordnet. Um ein stetiges Diagnoseergebnis zu erhalten gehen benachbarte Bereiche mit dem Zugehörigkeitswert eins nahtlos ineinander über. Die Übergänge sind durch lineare Funktionen umgesetzt. Hierbei orientieren sich die Anfangs- bzw. Endpunkte dieser Geraden in Abhängigkeit der Anstiegsrichtung am Wertebereichsende der Eingangsgröße. Das heißt eine abfallende Gerade beginnt am Grenzwert und endet beim Grenzwert plus 10% des Wertebereichs. Ansteigende Geraden beginnen beim Grenzwert minus 10% des Wertebereichs und enden am Grenzwert. Für eine einfache Anpassung des Controllers wurde der 10%-Übergangsbereich als anpassbarer Parameter implementiert. Abb. 4-24 veranschaulicht dies für alle Eingangsvariablen.

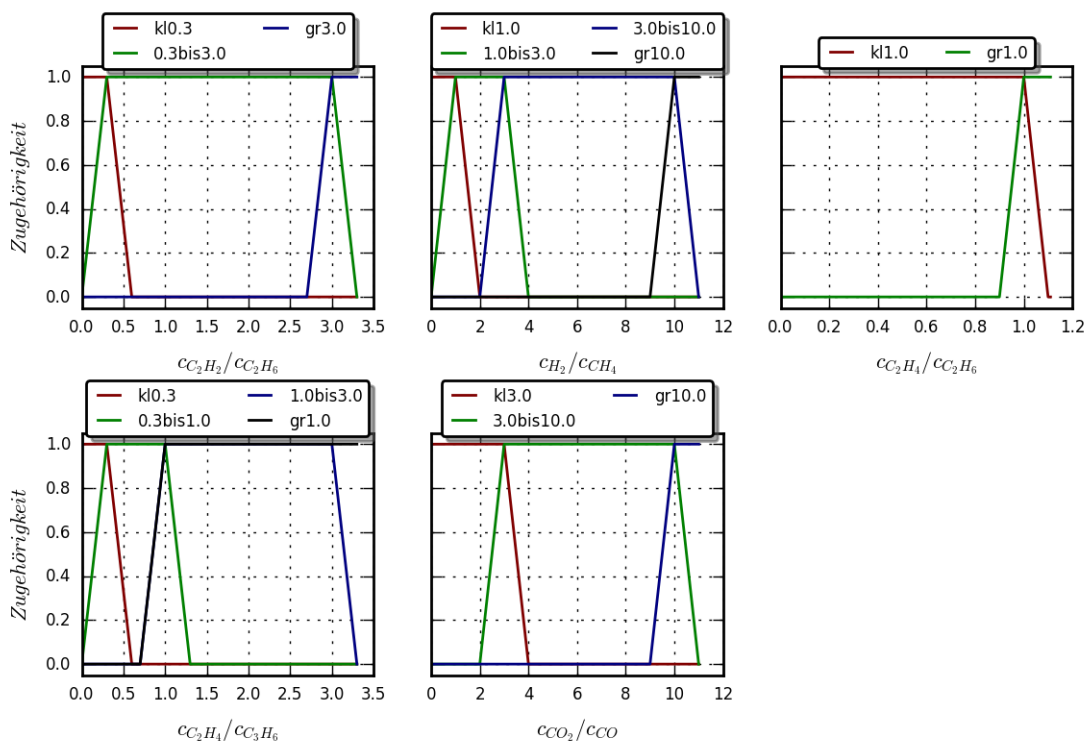


Abb. 4-24: Linguistische Eingangsvariablen des "MSS-Diagnose-Controllers"

Die Zuordnung der Gasquotienten zu den einzelnen Fehlerarten erfolgt anhand der hinterlegten Regeln im „MSS-Diagnose-Controller“:

- IF AE is kl0.3 AND HM is kl1.0 AND EE is kl1.0 AND EP is kl0.3 AND CC is 3.0bis10.0 THEN OK is cf
- IF AE is gr3.0 AND HM is 1.0bis3.0 AND EE is gr1.0 AND EP is gr1.0 AND CC is kl3.0 THEN D2 is cf
- IF AE is gr3.0 AND HM is 3.0bis10.0 AND EE is gr1.0 AND EP is gr1.0 AND CC is kl3.0 THEN D1 is cf
- IF AE is 0.3bis3.0 AND HM is gr10.0 AND EE is kl1.0 AND CC is 3.0bis10.0 THEN PD2 is cf
- IF AE is kl0.3 AND HM is gr10.0 AND EE is kl1.0 AND CC is 3.0bis10.0 THEN PD1 is cf
- IF AE is kl0.3 AND HM is kl1.0 AND EE is kl1.0 AND EP is 0.3bis1.0 AND CC is gr10.0 THEN T1 is cf



- IF AE is kl0.3 AND HM is kl1.0 AND EE is gr1.0 AND EP is 1.0bis3.0 AND CC is gr10.0 THEN T2 is cf
- IF AE is 0.3bis3.0 AND HM is kl1.0 AND EE is gr1.0 AND EP is gr1.0 AND CC is gr10.0 THEN T3 is cf
- IF AE is 0.3bis3.0 AND HM is 1.0bis3.0 AND EE is gr1.0 AND EP is 1.0bis3.0 AND CC is gr10.0 THEN DT is cf
- IF AE is kl0.3 AND HM is gr10.0 AND EE is gr1.0 AND EP is 1.0bis3.0 AND CC is gr10.0 THEN PDT is cf

4.2.8.3 Aufrufen der MSS-Controller

Bei der Diagnose mit Hilfe der MSS-Controller, wird als erstes der „MSS-Fehler-Controller“ aufgerufen. Dieser bewertet die gemessenen Gaskonzentrationen bezüglich des Transformatorenzustands. Wenn durch diesen Controller ein Vertrauenswert für einen Fehler von größer null ausgegeben wird oder wenn durch andere Bewertungskriterien ein Fehlerverdacht zum Transformator besteht, sind die nachfolgenden Diagnose Schritte von Bedeutung.

Im Anschluss an die Fehlererkennung, wird die Diagnose ausgeführt. Dabei sind zum MSS-Verfahren Mindestkonzentrationen zu den gemessenen Gaswerten angegeben. Die Einhaltung dieser Minimalwerte wird vor Aufruf des „MSS-Diagnose-Controllers“ überprüft. Wenn ein Messwert den Minimalwert nicht erreicht hat, wird eine entsprechende Warnung ausgegeben, aber die Diagnose weiter ausgeführt. Das heißt, in diesem Fall sind die Diagnoseergebnisse mit Vorsicht zu bewerten. Nach Überprüfung der Messwerte werden die notwendigen Gaskonzentrationen bestimmt und an den „MSS-Diagnose-Controller“ weitergegeben und die Diagnoseberechnung ausgeführt. Im Anschluss werden die Vertrauenswerte zum Transformatorzustand ausgegeben. Die Gesamtausgabe zum MSS-Verfahren ist wie folgt aufgebaut:

- Warnungen bezüglich Mindestkonzentration der Messwerte
- Rückgabevektor der Fuzzy-Controller
 - Bedeutung der Vektorspalten: Fehler, OK, D2, D1, PD2, PD1, T1, T2, T3, DT, PDT

4.2.9 Fuzzy-Controller zum Verfahren nach Dörnenburg

Da auch das Verfahren nach Dörnenburg in die Schritte Fehlererkennung und Diagnose aufgeteilt ist, wurden analog zu den MSS-Controllern zwei getrennte Fuzzy-Controller entworfen.

4.2.9.1 Dörnenburg-Fehler-Controller

Zur Fehlererkennung sind beim Dörnenburg-Verfahren verschiedene Grenzwerte zu Gaskonzentrationen angegeben. Dabei wird von einem fehlerhaften Transformator ausgegangen, wenn die Konzentration der Gase H_2 , CH_4 , C_2H_2 und C_2H_4 den doppelten Grenzwert oder die Gaskonzentration von CO oder C_2H_6 den einfachen Grenzwert übersteigen (siehe Abschnitt 4.1.1.8). Durch den „Dörnenburg-Fehler-Controller“ werden die gemessenen Konzentrationen der verschiedenen Schlüsselgase in *ppm* ausgewertet. Die Fuzzifizierung der entsprechenden Eingangsvariablen erfolgt mit jeweils einer rampenförmigen Zugehörigkeitsfunktion. Dabei orientiert sich die untere Grenze der Rampenfunktion (Zugehörigkeit ist null) an den Grenzwerten welche zum Verfahren nach Dörnenburg angegeben werden. Entspricht die Gaskonzentration im Fehlerfall der doppelten Grenze wird die untere Grenze der Rampenfunktion auf den angegebenen Grenzwert gelegt. Ist der Fehlergrenzwert der angegebene Grenzwert, beginnt der Rampenanstieg an der ungefähren Hälfte (es wird großzügig abgerundet) des angegebenen Grenzwertes. Demnach hat jede linguistische Eingangsvariable einen linguistischen Wert. Durch diesen wird die Zugehörigkeit eines Messwertes in Bezug auf den Fehlergrenzwert bestimmt. Die entsprechenden Eingangsgrößen sind in Abb. 4-25 dargestellt.

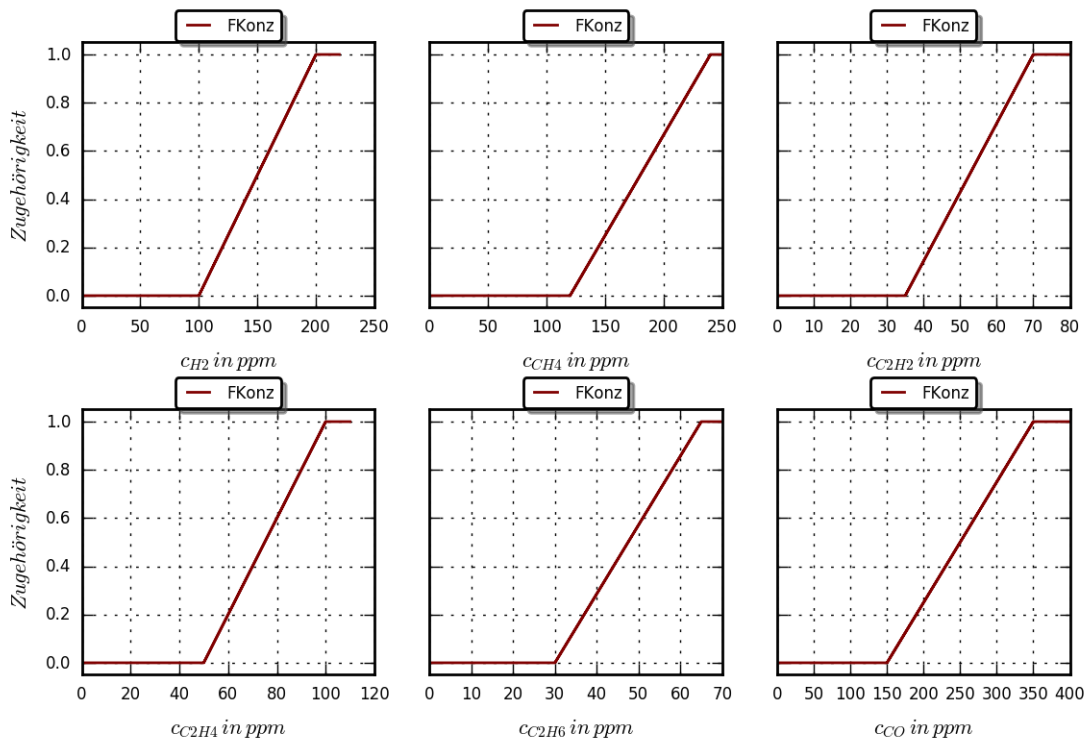


Abb. 4-25: Linguistische Eingangsvariablen des "Dörnenburg-Fehler-Controllers"

Der „Dörnenburg-Fehler-Controller“ bewertet die Konzentration verschiedener Schlüsselgase hinsichtlich des Vorhandenseins von Fehlern im Transformator. Das Ergebnis der Bewertung ist ein Vertrauenswert zum fehlerhaften Zustand. Ermittelt wird dieser Vertrauenswert durch die folgende Regel:

- IF c_{H_2} is FKonz OR c_{CH_4} is FKonz OR $c_{C_2H_2}$ is FKonz OR $c_{C_2H_4}$ is FKonz OR $c_{C_2H_6}$ is FKonz OR c_{CO} is FKonz THEN Fehler is cf

4.2.9.2 Dörnenburg-Diagnose-Controller

Die Diagnose eines Transformators wird beim Dörnenburg-Verfahren anhand der Gasquotienten $\frac{C_{H_4}}{H_2}$, $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{C_2H_2}{CH_4}$ und $\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$ gestellt. Demnach bilden die zugehörigen linguistischen Variablen die Eingangsgrößen des „Dörnenburg-Diagnose-Controllers“. Die linguistischen Werte aller Variablen sind entsprechend der Diagnoseschwellwerte festgelegt. Dabei gehen benachbarte Bereiche mit dem Zugehörigkeitswert eins nahtlos ineinander über. Die Zugehörigkeitsfunktionen aller linguistischen Werte sind linear. Weiterhin sind die Anstiege so festgelegt, dass die Zugehörigkeit von null auf eins bzw. von eins auf null geht, wenn sich der Wert der scharfen Eingangsgröße um 10% des Wertebereichs ändert. Für eine einfache Anpassbarkeit des „Dörnenburg-Diagnose-Controllers“ wurde der 10%-Wert als änderbarer Parameter implementiert. In Abb. 4-26 sind die linguistischen Variablen für alle Eingangsgrößen dargestellt.

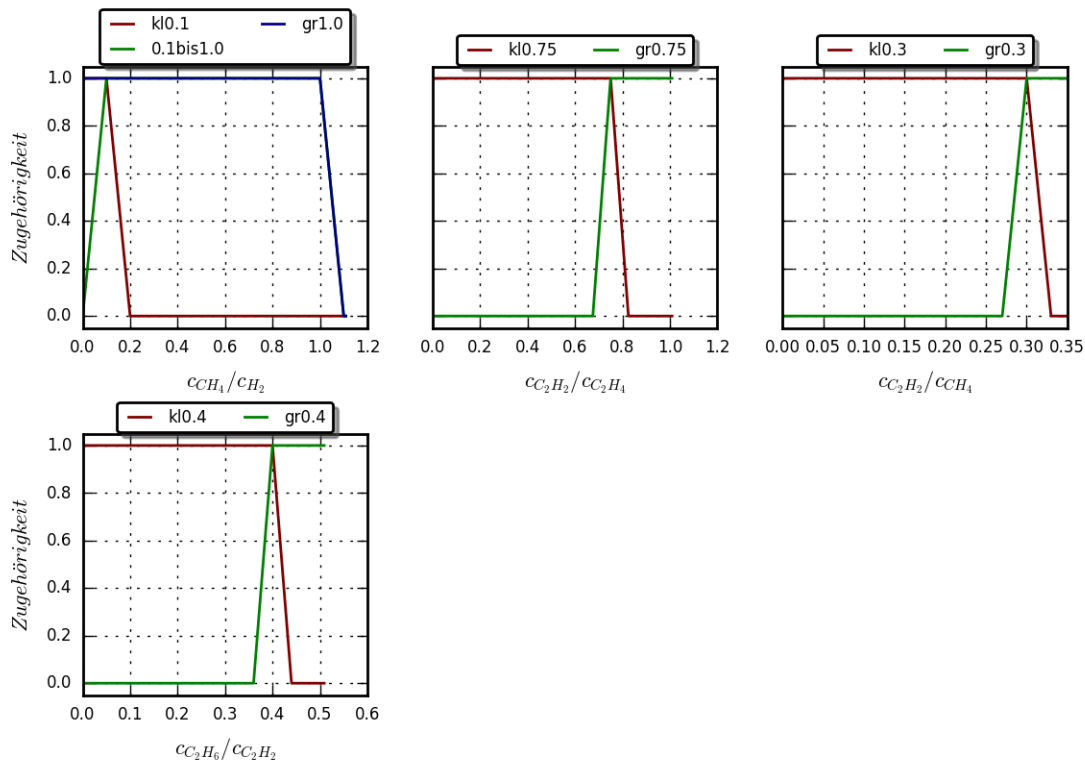


Abb. 4-26: Linguistische Eingangsvariablen des "Dörnenburg-Diagnose-Controllers"

Die Vertrauenswerte zu den einzelnen Fehlerarten werden im „Dörnenburg-Diagnose-Controller“ nach dem folgenden Regelwerk bestimmt:

- IF MH is gr1.0 AND AE is kl0.75 AND AM is kl0.3 AND EA is gr0.4 THEN ZD is cf
- IF MH is kl0.1 AND AM is kl0.3 AND EA is gr0.4 THEN PD1 is cf
- IF MH is 0.1bis1.0 AND AE is gr0.75 AND AM is gr0.3 AND EA is kl0.4 THEN PD2 is cf

4.2.9.3 Aufrufen der Dörnenburg-Controller

Das Verfahren nach Dörnenburg teilt sich in mehrere Bearbeitungsschritte auf. Diese Schritte sind für eine automatisierte Auswertung innerhalb einer Funktion umgesetzt. Beim Aufruf der Funktion sind die notwendigen Messwerte der Gaskonzentrationen in ppm zu übergeben. Nach Funktionsaufruf wird mit dem „Dörnenburg-Fehler-Controller“ der grundlegende Transformatorzustand überprüft. Als Ergebnis wird der Vertrauenswert zum Vorhandensein eines Fehlers ausgegeben. Im Anschluss werden alle Gaskonzentrationen auf überschreiten der zum Verfahren angegebenen Grenzwerte überprüft. Ist ein Grenzwert nicht überschritten, wird eine entsprechende Warnung ausgegeben. Da die Grenzwerte auch als für eine zuverlässige Diagnose notwendige Mindestkonzentration festgelegt sind, ist in diesem Fall das Diagnoseergebnis mit Vorsicht zu behandeln bzw. durch ein anderes Verfahren zu verifizieren. Abschließend wird der „Dörnenburg-Diagnose-Controller“ aufgerufen. Durch diesen werden die Vertrauenswerte zu den Fehlerarten ausgegeben. Das Ausgabeergebnis zum Dörnenburg-Verfahren ist wie folgt aufgebaut:

- Warnungen bezüglich Mindestkonzentration der Messwerte
- Rückgabevektor der Fuzzy-Controller
 - Bedeutung der Vektorspalten: Fehler, ZD, PD1, PD2

4.2.10 GATRON-Modell

Das GATRON-Dreieck ist eine zum Duvall-Verfahren vergleichbare Diagnosemethode. Es werden die relativen Anteile der Gase H_2 , CH_4^+ und C_2H_2 betrachtet (siehe Abschnitt 4.2.10). Dabei geben BRÄSEL ET AL. das Gas CH_4^+ als gewichtete Summe der Gase CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 und C_3H_8 an [41]. Wie in Abb. 4-7 ersichtlich liegen die Kanten der Diagnosezonen im Dreieck nicht parallel zu den Achsen. Dies führt ähnlich wie beim Duvall-Fünfeck dazu, dass bei der Diagnose die Eckpunkte der Flächen betrachtet werden müssen. Somit ist diese Aufgabe schlecht für einen Fuzzy-Controller geeignet. Daher wird ein vergleichbares Diagnosemodell entworfen. Da zum GATRON-Dreieck nur die Abbildung und keine Daten veröffentlicht sind, mussten im ersten Diagnoseschritt die Eckpunktkoordinaten mit einer geeigneten Software³⁷ ausgelesen werden. Anschließend wurden die ausgelesenen Punkte manuell nachbearbeitet. Dabei wurde die Lage einzelner Punkte hinsichtlich plausiblerer Positionen korrigiert. Z.B. wurden Punkte in der eines Eckpunktes vollständig in die entsprechende Ecke verschoben. In Abb. 4-27 sind die ausgelesenen und die korrigierten Punkte zusammen mit den zugehörigen Fehlerzonen dargestellt.

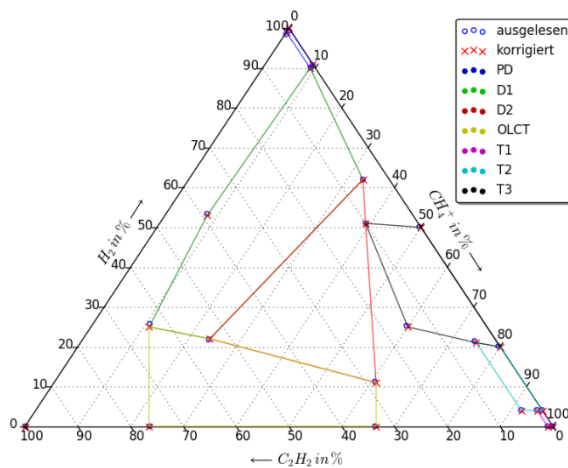


Abb. 4-27: GATRON-Dreieck nach Auslesen der Eckpunktdaten

Das „GATRON-Modell“ arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie das „Duvall-Modell“. Die Fehlerzonen werden als allgemeine Vielecke aufgefasst und die Lage eines gemessenen Punktes wird bezüglich der Fehlerzonen ausgewertet. Ist die Entfernung zu einer Zone null, so ist der Vertrauenswert für den entsprechenden Fehler 1,0. Weiterhin nimmt der Vertrauenswert mit zunehmender Entfernung linear ab. Sobald die Entfernung größer 5 ist, wird der Vertrauenswert auf null gesetzt. Das Bestimmen der Entfernung erfolgt mit Hilfe des Python-Paketes **shapely**. Da das **shapely**-Paket im x, y -Koordinatensystem arbeitet, ist zunächst eine Transformation der Daten des Dreiecksdiagrammes (Eckpunkte der Fehlerzonen und Messwerte) in das x, y -Koordinatensystem notwendig. Diese Transformation kann mit dem für Dreiecksplots entwickelten Python-Paket **ternary** erfolgen³⁸. Abb. 4-28 zeigt die Diagnoseergebnisse des „GATRON-Modells“ für alle möglichen Eingangskombinationen der betrachteten Gase.

³⁷ <http://arohatgi.info/WebPlotDigitizer/app/>

³⁸ Hierbei wird auf eine interne Hilfsfunktion, welche zum Erstellen der Dreiecksdiagramme notwendig ist zurückgegriffen: `ternary.helpers.project_sequence(Punkt(r_{H_2} , $r_{CH_4^+}$, $r_{C_2H_2}$)))`

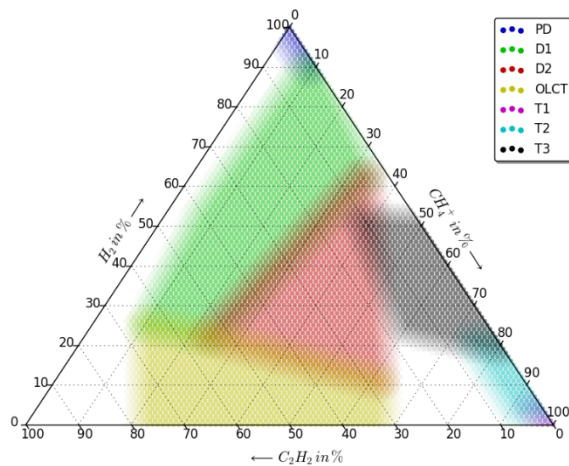


Abb. 4-28: Resultierende Fehlerzonen des "GATRON-Modells" bei einem Maximalabstand von 5 zu den Fehlerzonen

4.2.11 Test aller Verfahren

Um die Realisierung aller umgesetzten DGA-Auswerteverfahren zu testen und gegenüberzustellen, wurden die Beispiele von FISHER ET AL. [34] nachgerechnet. In der folgenden Tab. 4-17 sind die Ergebnisse aller Verfahren aufgezeigt. Dabei sind nur die Diagnoseergebnisse aufgeführt deren Vertrauenswerte größer null sind.

Tab. 4-17: Test aller Diagnose-Controller/-Modelle anhand verschiedener Transformator Datensätze

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Tatsächliche Fehler	O, PD, ZD	D/ARC, ZD	O	PD
Fuzzy-Rogers-Controller	$cf_{TM} = 0,56$ $cf_{TH} = 0,44$	$cf_{ARC} = 1,00$	$cf_{TH} = 0,89$	$f_{OK} = 0,30$ $cf_{PD} = 0,70$
DuvalD1-Controller	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{D2} = 1,0$	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{DT} = 0,2$ $cf_{PD} = 1,0$ $cf_{T1} = 0,6$
DuvalD4-Controller	$cf_S = 1,0$ $cf_O = 0,94$	$cf_S = 0,32$ $cf_C = 1,0$	$cf_S = 1,0$ $cf_C = 0,68$	$cf_{PD} = 1,0$ $cf_S = 0,95$
DuvalD5-Controller	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{PD} = 1,0$ $cf_O = 1,0$
DuvalF-Modell	$cf_{T2} = 0,78$ $cf_{T3} = 1,0$ $cf_{T3H} = 1,0$ $cf_C = 1,0$	$cf_{D2} = 1,0$	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{PD} = 0,43$ $cf_{D1} = 0,69$ $cf_S = 1,0$
IEEE-Controller	$cf_{Kat2} = 1,0$ $cf_{Kat3} = 1,0$ $cf_{Kat4} = 1,0$	$cf_{Kat2} = 1,0$ $cf_{Kat3} = 0,003$ $cf_{Kat4} = 1,0$	$cf_{Kat3} = 1,0$ $cf_{Kat4} = 1,0$	$cf_{Kat2} = 1,0$ $cf_{Kat4} = 1,0$
KeyGas-Controller	$cf_{O_{Leiter}} = 0,03$ $cf_{O_{0l}} = 0,96$ $cf_{PD} = 0,01$	$cf_{O_{Leiter}} = 0,01$ $cf_{O_{0l}} = 0,3$ $cf_{PD} = 0,03$ $cf_{ARC} = 0,66$	$cf_{O_{Leiter}} = 0,002$ $cf_{O_{0l}} = 0,94$ $cf_{PD} = 0,01$ $cf_{ARC} = 0,05$	$cf_{O_{Leiter}} = 0,02$ $cf_{PD} = 0,98$
IEC-Controller	$cf_{T2} = 1,0$ $cf_{T3} = 0,47$	$cf_{D1} = 0,56$ $cf_{D2} = 1,0$	$cf_{T3} = 1,0$	$cf_{PD} = 1,0$
CIGRE-Controller	$cf_{PD} = 0,5$ $cf_O = 1,0$ $cf_{ZD} = 0,42$ $cf_{ZD_{th}} = 0,72$	$cf_{ARC} = 1,0$ $cf_{PD} = 0,5$ $cf_O = 1,0$ $cf_{ZD} = 0,5$ $cf_{ZD_{el}} = 1,0$	$cf_{ARC} = 0,5$ $cf_{PD} = 0,5$ $cf_O = 1,0$ $cf_{ZD} = 0,44$ $cf_{ZD_{th}} = 0,77$	$cf_{PD} = 1,0$ $cf_{ZD} = 0,39$ $cf_{ZD_{el}} = 0,64$
MSS-Controller	$cf_{Fehler} = 1,0$	$cf_{Fehler} = 1,0$ $cf_{D2} = 1,0$	$cf_{Fehler} = 1,0$ $cf_{T2} = 0,43$ $cf_{T3} = 0,43$ $cf_{DT} = 0,26$	$cf_{Fehler} = 1,0$ $cf_{PD1} = 1,0$

Dörnenburg-Con-troller	$cf_{Fehler} = 1,0$	$cf_{Fehler} = 1,0$ $cf_{PD2} = 1,0$	$cf_{Fehler} = 1,0$	$cf_{Fehler} = 1,0$ $cf_{ZD} = 1,0$ $cf_{PD1} = 1,0$
GATRON-Modell	$cf_{T1} = 0,98$ $cf_{T2} = 1,0$	$cf_{D2} = 1,0$	$cf_{T1} = 1,0$ $cf_{T2} = 0,99$	$cf_{PD} = 1,0$ $cf_{D1} = 0,34$

Anhand der Diagnoseergebnisse ist zu erkennen, dass alle implementierten Verfahren wie erwartet arbeiten. Durch die Verwendung von Unschärfe wird es möglich Fehldiagnosen (siehe Streugasbildung im „DuvallF-Modell“ für Fall 4) und auch Tendenzen der Fehlerentwicklung zu erkennen.

Ein wesentlicher Punkt ist jedoch, dass die in Tab. 4-17 aufgeführten Diagnoseergebnisse der einzelnen Verfahren nur ein Teilergebnis im Diagnoseprozess darstellen. Um zu einer endgültigen Diagnoseaussage zu bekommen müssen

- die Einzelaussagen mit geeigneten Methoden zusammengefasst,
- weitere Mess- und Betriebsmitteldaten einbezogen und
- der Bezug zum Transformator über die DaFA-Diagramme hergestellt werden.

4.3 Kombinierte Auswertung der DGA Verfahren

Bei genauer Betrachtung der Validierungsergebnisse aus Tab. 4-17 wird ein Auseinanderdriften in den Diagnoseaussagen der verschiedenen DGA Verfahren deutlich. Aus diesem Grund ist ein einfaches Zusammenfassen der Diagnoseergebnisse nicht zielführend. Wichtiger ist es die Ergebnisse so aufzubereiten, dass der Anwender einen schnellen Überblick zur aktuellen Situation gewinnen kann. Dies ist mit Hilfe der folgenden Diagramme möglich:

- Streudiagramm mit allen Fehlern als x -Achse und allen DGA Verfahren als y -Achse
- Übersichtsdiagramm zu allen Fehlern mit mind. einem Vertrauenswert über 0

Aufgabe der Streudiagramme ist es eine Übersicht zu allen Diagnoseergebnissen zu geben. Daher muss ein solches Diagramm drei Informationen abbilden:

- DGA Verfahren
- Fehlertypen
- Vertrauenswerte zu jeder möglichen Kombination aus DGA Verfahren und Fehler-typ

Um diese Informationen übersichtlich darstellen zu können, ist eine Matrix am besten geeignet. Daher wird ein Streudiagramm mit den DGA Verfahren und die möglichen Fehlertypen als Achsen verwendet. Die Diagnoseergebnisse werden farblich codiert sowie numerisch im Diagramm dargestellt. Beispiele zu den Streudiagrammen sind für die Ergebnisse der Validierungsrechnungen in Anhang 10.2.1 aufgeführt.

Aufgabe der Übersichtsdiagramme ist es einen Überblick zur Situation am Transformator anhand aller betrachteten DGA Verfahren zu geben. Daher werden in diesem Diagramm die möglichen Fehler als x -Achse sowie die Diagnosevertrauenswerte als y -Achse dargestellt. Anschließend wird zu jedem Fehler mit mind. einem Vertrauenswert von größer null

- das Maximum,
- das Minimum sowie
- der Mittelwert

berechnet und in dem Diagramm als Punkte eingetragen. Hierdurch wird sofort ein Überblick zu den möglichen Fehlerbildern am Transformator deutlich. Stimmen die Verfahren in der Diagnose überein, zeigt sich dies in einer kurzen x -Achse und die Diagnose wird eindeutig. Widersprüche in den Verfahren zeigen sich dagegen an einer breiten x -Achse sowie einer großen Lücke zwischen Minimum und Maximum. In diesem Fall muss der



Anwender die Diagnose anhand eigener Erfahrungen spezifizieren, z.B. Auswahl bestimmter DGA Verfahren. Außerdem kann die Diagnose durch zusätzliche Messverfahren weiter geschärft werden. Für die Ergebnisse der Validierungsrechnungen sind die entsprechenden Übersichtsdiagramme in Anhang 10.2.2 abgebildet.

4.4 Herstellen der Vergleichbarkeit unter den DGA Verfahren

Mit Hilfe der neuen Darstellungsweise für die DGA Diagnoseergebnisse werden die Validierungsfälle 1³⁹ und 4⁴⁰ nachfolgend genau analysiert.

Fall 4 zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen den einzelnen DGA Verfahren. In den zusammengefassten Diagnoseergebnissen liegen der minimale, mittlere sowie maximale Vertrauenswert für die Diagnose *Fehler* auf 1,0. Dies bedeutet, dass alle Verfahren zur Fehlerdetektion ein Problem am betrachteten Transformator erkennen. Weiterhin erkennt ein Großteil der Verfahren die Teilentladungen, da $cf_{PD,max} = 1,0$ und $cf_{PD,mean} \approx 1,0$. Auch $cf_{PD,min}$ liegt im Bereich von 0,7 und zeigt damit deutliche Tendenzen zum Fehler PD. Die maximalen Vertrauenswerte zu den weiteren Diagnosen liegen im Bereich oder unterhalb von $cf_{PD,min}$ und können somit vernachlässigt werden. In den Diagnoseergebnissen sind zusätzlich noch deutliche Hinweise auf eine Papierbeteiligung zu erkennen. Diese Diagnosen kommen aus dem Verfahren nach Dörnenburg und CIGRE. Wobei die Aussagekraft von Dörnenburg für den vorliegenden Fall aufgrund der geringen Konzentrationen der Kohlenwasserstoffe eingeschränkt ist. Das CIGRE-Verfahren erkennt aufgrund des CO_2/CO -Quotienten Tendenzen zu einer thermischen Papierzerersetzung, welche sich in $cf_{ZD,min}$ widerspiegeln.

Auch für den Fall 1 wird eindeutig ein Fehler erkannt. Jedoch werden die Teilentladungen durch kein Verfahren sicher identifiziert ($cf_{PD,max} \approx 0,5$). Zusätzlich wird der thermische Fehler durch die verschiedenen Verfahren unterschiedlich eingeschätzt. Dabei gibt es Verfahren, welche die Überhitzung nicht erkennen ($cf_{T1,min} = 0$ und $cf_{T1,mean} < 0,5$). Andere Verfahren überschätzen die Fehlertemperaturen (cf_{T2} und cf_{T3}). Somit kann zu diesem Fall, trotz der Anwendung von anerkannten DGA-Verfahren, nur mit Erfahrungswissen eine gesicherte Diagnose gefunden werden. Bei der alleinigen Anwendung eines DGA-Verfahrens hängt das Diagnoseergebnis nicht nur von den Messwerten, sondern auch von der Wahl des Interpretationsverfahrens ab.

Als Fazit der Validierungsrechnungen zu den DGA Verfahren, sind weiterführende Untersuchungen hinsichtlich des Vergleichs der Verfahren zu empfehlen. Da nicht alle DGA-Verfahren direkt Gaskonzentrationen auswerten, ist jedoch die Vergleichbarkeit zwischen den Verfahren nicht gegeben. Daher muss im Rahmen des aktuellen Projektes die Grundlage für die weiterführenden Untersuchungen geschaffen werden. Um die Vergleichbarkeit auf analytischem Weg herzustellen ist es erforderlich, für Verfahren mit Gasquotienten anhand der angegebenen Grenzen Ungleichungssysteme aufzustellen und anschließend nach den einzelnen Gasen aufzulösen. Für die grafischen Verfahren müssen zunächst die Grenzen ausgelesen und anschließend der Lösungsweg über die Ungleichungssysteme verfolgt werden. Dieser Lösungsansatz ist aufwendig und wenig anschaulich. Daher wird ein Vergleich anhand einer relevanten Menge an Beispieldaten, im Wertebereich der zu betrachtenden Gase, bevorzugt.

Bei den chemischen Prozessen im Transformator-Öl entstehen Kohlenwasserstoffe mit bis zu vier Kohlenstoffatomen [29]. Weiterhin betrachten MÜLLER ET AL. bei ihren Untersuchungen die folgenden Gase [37]: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , CO

³⁹ Transformator mit Überhitzung (T1), Teilentladung (PD) und Papierbeteiligung (ZD)

⁴⁰ Transformator mit nachgewiesenen Teilentladungen (PD)

und CO_2 . Um die Analyse generisch und für zukünftige DGA-Verfahren offen zu gestalten, werden daher diese Gase als Eingangsgrößen betrachtet. Somit ergibt sich ein 10-dimensionaler Raum der Eingangsgrößen. Hieraus ergeben sich zwei Herausforderungen in Bezug auf die Datenmenge und auf die Ergebnisdarstellung. Diese Herausforderungen werden im Folgenden näher diskutiert und gelöst.

4.4.1 Monte-Carlo-Simulation zur Datenreduktion

Soll der Wertebereich jedes der zehn Gase betrachtet werden, ergibt sich eine schwer handzuhabende Menge an Wertekombinationen. Wird beispielsweise der Wertebereich jedes Gases durch zehn gleichverteilte Werte abgetastet, müssen bereits 10^{10} Kombinationen an Gaskonzentrationen betrachtet werden. Um die Menge an Wertekombinationen zu reduzieren ohne im relevanten Wertebereich auf interessante Gaskombinationen verzichten zu müssen und ohne weniger relevante Gaskonzentrationswerte komplett auszublenden, bietet die Monte-Carlo-Simulation einen geeigneten Lösungsansatz. Dabei wird unter dem Begriff Monte-Carlo-Simulation, die Betrachtung einer statistisch relevanten Menge an Zufallswerten, verstanden.

Für den Vergleich der DGA-Verfahren wurden hierzu 10^6 zufällige Gaskombinationen generiert und durch den Diagnosealgorithmus ausgewertet. Der Wertebereich, aus dem die Zufallswerte bestimmt wurden, ist für jedes Gas an den durch die verschiedenen Methoden angegebenen Grenzwerten orientiert. Für die untere Grenze wurde jeweils 0 ppm festgelegt. Die obere Grenze ist ein aufgerundeter Maximalwert, welcher sich aus den Grenzwerten aller grenzwertbasierten Verfahren ableitet. Weiterhin sind Gaskonzentrationen an den Wertebereichsgrenzen weniger interessant, denn:

- Für geringe Gaskonzentrationen gilt, dass noch keine diagnostisch interessanten Prozesse stattfinden.
- Für sehr große Gaskonzentrationen ist anzunehmen, dass Fehler bereits sehr ausgeprägt sind.

Die Häufigkeit bestimmter Zufallswerte kann über eine entsprechende Verteilungsfunktion gesteuert werden. Um den Fokus der Gaskonzentrationen auf die Wertebereichsmitte zu legen ist eine Beta-Verteilung mit den Parametern $a = b = 2$ geeignet. Ein Nachteil dieser Variante ist, dass die Simulationsergebnisse in Bezug auf diese Verteilungsfunktion auszuwerten sind. Alternativ kann daher auch die Menge an Zufallswerten vergrößert und eine Gleichverteilung der Zufallsvariablen verwendet werden.

4.4.2 Darstellung der Ergebnisse zur Monte-Carlo-Simulation

Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation ist ein umfangreicher Datensatz mit verschiedenen Kombinationen der Eingangsgase. Zu jeder Gaskombination sind weiterhin die Vertrauenswerte für jede Diagnose der einzelnen DGA-Verfahren gespeichert. Für eine gezielte Auswertung muss dieser Datensatz wie folgt aufbereitet werden:

- Aufteilung in sechs Einzeldatensätze zu den wesentlichen Fehlern $D1$, $D2$, PD , $T1$, $T2$, $T3$
- Einfügen einer neuen Datenspalte *Klasse*
- In *Klasse* werden die DGA-Verfahren eingetragen, welche eine gesicherte Diagnoseaussage ($cf = 1$) zum aktuell betrachteten Fehler liefern.

Somit entstehen sechs klassifizierte Datensätze zu den relevanten Fehlern am Transformator. Die Klassen zu jedem Datensatz bilden die DGA-Verfahren, welche Aussagen zum jeweilig betrachteten Fehlertyp liefern. Um neue Erkenntnisse aus diesen Datensätzen ablesen zu können, ist eine geeignete Darstellungsweise erforderlich.

Die anzuwendende Methode zur Visualisierung der Daten aus der Monte-Carlo-Simulation muss geeignet sein die zehn Dimensionen der Eingangsdaten übersichtlich und nachvollziehbar darzustellen. Zusätzlich dürfen keine relevanten Informationen durch die



Vielzahl an Datenpunkten verdeckt werden. Diese Ziele werden durch eine angepasste Streudiagramm-Matrix erreicht. In einem Streudiagramm werden die Daten eines Wertepaares punktweise in einem kartesischen Koordinatensystem aufgetragen. Für einen Datensatz mit mehr als zwei unabhängigen Variablen, können die Daten in einer Matrix aus Streudiagrammen visualisiert werden. Dabei werden die einzelnen Variablen sowohl an der horizontalen als auch an der vertikalen Achse aufgetragen. Somit wird jede mögliche Kombination der Variablen untereinander ermöglicht. Für jede Kombination wird ein Streudiagramm erstellt. In der Diagonalen der Streudiagramm-Matrix werden die Variablen auf sich selbst abgebildet. Damit dieser Diagrammplatz nicht ungenutzt bleibt, bietet es sich an, die Häufigkeitsverteilung oder eine approximierte Wahrscheinlichkeitsverteilung jeder Variablen an dieser Stelle darzustellen. In Bezug auf die Analyse der DGA-Verfahren kann somit abgelesen werden, in welcher Größenordnung ein bestimmtes Gas für eine Diagnose vorhanden sein muss. Hierbei ist die Verteilungsfunktion der erstellten Zufallsvariablen zu beachten. Das heißt, eine inverse Parabel entspricht der Beta-Verteilung der Zufallsvariablen und bedeutet, dass das zugehörige Gas bei der Diagnose nicht berücksichtigt wurde. Die Daten über- und unterhalb der Diagonalen sind punktsymmetrisch und somit redundant. Daher werden in der oberen Hälfte die Streudiagramme abgebildet, so dass hier die Daten direkt repräsentiert werden. In der unteren Hälfte werden zweidimensionale Wahrscheinlichkeitsverteilungen, welche mittels Kern-dichteschätzung aus den Daten ermittelt wurden, dargestellt. Dies ergänzt die Streudiagramme durch das Aufzeigen der Wertebereichsschwerpunkte einer Diagnose. Dies ist vor allem dann hilfreich, wenn einzelne Bereiche in den Streudiagrammen durch die Vielzahl an Datenpunkten unübersichtlich sind. Um außerdem der Verdeckung von Datenpunkten entgegenzuwirken, wird die Zeichenreihenfolge der Datenpunkte in den Streudiagrammen entsprechend der Anzahl der Datenpunkte in den einzelnen Klassen bestimmt. Zusätzlich wird die Größe der einzelnen Punkte mit jeder neuen Klasse verkleinert, so dass neu eingezeichnete Punkte bereits vorhandene Punkte nicht verdecken. In Abb. 4-29 ist das Visualisierungsprinzip am Auszug aus der Streudiagramm-Matrix für die Diagnose von Teilentladungen verdeutlicht.

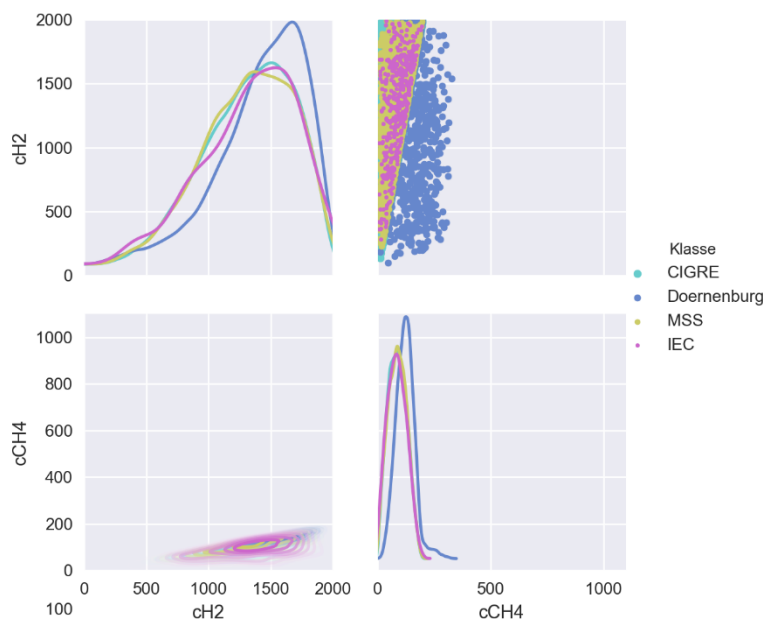


Abb. 4-29: Auszug aus der Streudiagramm-Matrix für die Diagnose Teilentladung (zu sehen sind die Gase H_2 und CH_4)

4.4.3 Auswertung der Simulationsergebnisse

Das physikalische Grundprinzip, welches den DGA-Verfahren zugrunde liegt, sind die verschiedenen Bildungsenergien der im Öl gelösten Gase. So entsteht beispielsweise

Wasserstoff bereits ab 200°C und die Bildungsrate ist proportional zur Temperatur. Dagegen entsteht Ethin erst bei sehr hohen Temperaturen. Abb. 4-30 zeigt dies für verschiedene im Transformatorenöl auftretende Gase. Da auch bestimmten Fehlern im Transformator bestimmten Temperaturbereichen zugeordnet werden können, sind Rückschlüsse von den im Öl gelösten Gasen auf einen vorherrschenden Fehler möglich. Somit bedeutet beispielsweise Ethin im Transformator, das entsprechend hohe Energien aufgetreten sind. Daher wird im Zusammenhang mit diesem Gas auf energiereiche Heißstellen oder Entladungen geschlossen.

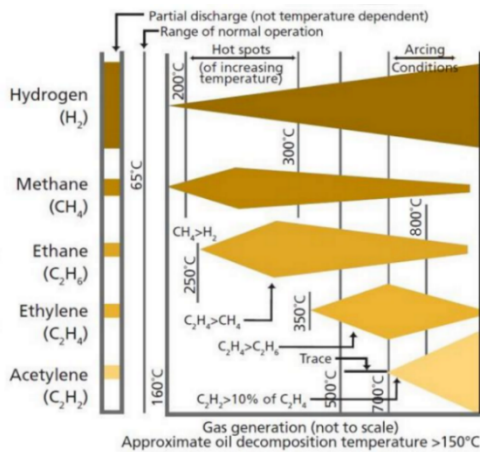


Abb. 4-30: Gasbildungsraten verschiedener Fehlertypen in Abhängigkeit der Temperatur; Nach [44]

Durch die Streudiagramm-Matrizen können die Wertebereiche der einzelnen Gase, welche durch die verschiedenen DGA-Verfahren berücksichtigt werden, untereinander verglichen werden. Dabei sind die Gase interessant, bei denen sich die Verfahren im berücksichtigten Wertebereich unterscheiden. Für diese Fälle müssen die Ursachen geklärt und auch mit dem physikalischen Grundprinzip abgeglichen werden. Das Anwendungsprinzip der Streudiagramm-Matrizen wird anhand zweier Beispiele verdeutlicht.

Treten im Transformator Teilentladungen (PD) auf, sind nach GOLARZ die Gaskonzentrationen von H_2 und CH_4 die wichtigsten Indikatoren hierfür [44]. Weiterhin ist dieser Fehlertyp nach Abb. 4-30 temperaturunabhängig und die Bildungsrate von H_2 ist größer als die von CH_4 . Abb. 4-29 (rechts oben) zeigt das Streudiagramm der entsprechenden Gase, für die Diagnose Teilentladung. Aus dem Streudiagramm geht hervor, dass alle betrachteten Verfahren sowohl die Konzentration von H_2 als auch die Konzentration von CH_4 bei der Teilentladungsdiagnose berücksichtigen. Weiterhin wird deutlich, dass die Konzentration von CH_4 bei der Diagnose nie größer $\approx 300\text{ppm}$ ist, die H_2 -Konzentration aber im gesamten betrachteten Wertebereich liegt. Dies ist mit den Gasbildungsraten r bei Teilentladungen zu begründen ($r_{\text{H}_2} \gg r_{\text{CH}_4}$) und daher plausibel. Weiterhin geht aus dem Streudiagramm hervor, dass alle Verfahren außer Dörnenburg eine Proportionalität zwischen den Bildungsraten beider Gase unterstellen. Das heißt diese Verfahren ordnen die Gaskonzentrationen nur dann einer Teilentladung zu, wenn bei steigendem H_2 -Gehalt auch der Anteil von CH_4 zunimmt. Eine weitere interessante Erkenntnis leitet sich aus Abb. 4-31 ab. Das Verhältnis der Gase CO und CO_2 ist ein Indikator für die Papieralterung oder für einen Fehler mit Papierbeteiligung. Im CO/CO_2 -Streudiagramm ist für das MSS-Verfahren eine trichterförmige Struktur zu erkennen. Diese zeigt, dass MÜLLER ET AL. eine Papierbeteiligung beim Auftreten von Teilentladungen unterstellen. Weiterhin bedeutet dies, dass Teilentladungen ohne Papierbeteiligung durch MSS nicht sicher diagnostiziert werden.

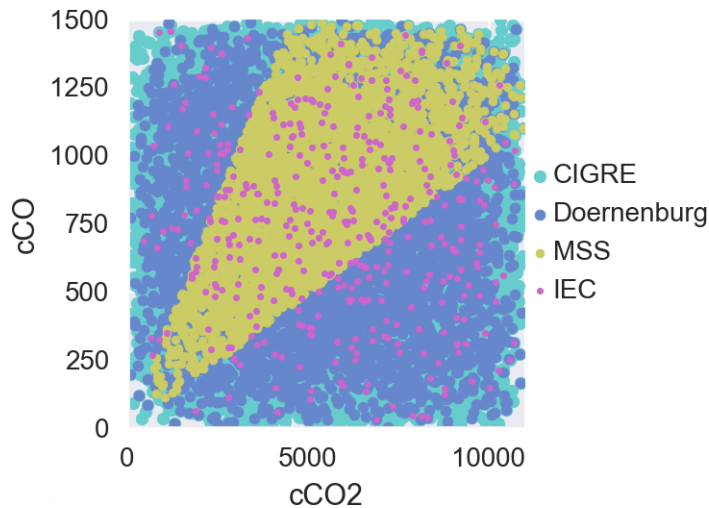


Abb. 4-31: Betrachtung von CO und CO_2 bei der Diagnose von Teilentladungen mittels verschiedener DGA-Verfahren

Für thermische Fehler mit hohen Fehlertemperaturen (T3) sind unter anderem die Gase H_2 und C_2H_2 für die Diagnose interessant [44]. Daher wird nachfolgend das entsprechende Streudiagramm (Abb. 4-32) analysiert um Rückschlüsse auf die hierfür geeigneten DGA-Verfahren zu ziehen. Aus Abb. 4-30 geht hervor, dass sowohl r_{H_2} als auch $r_{C_2H_2}$ bei hohen Fehlertemperaturen groß sind und auch weiter ansteigen.

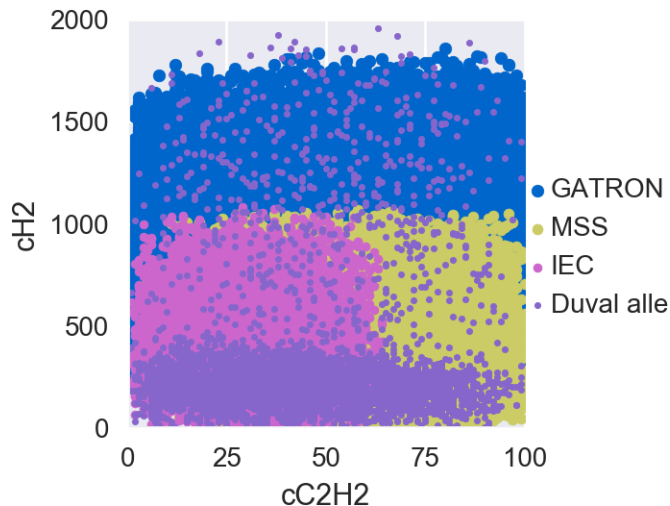


Abb. 4-32: H_2/C_2H_2 -Streudiagramm für die Diagnose von T3-Fehlern

Im Streudiagramm wird deutlich, dass alle Verfahren die Gase zur Diagnose von T3-Fehlern berücksichtigen. Jedoch unterscheiden sich die Konzentrationswertebereiche für positive Diagnosen zwischen den Verfahren deutlich. Für das Duval-Verfahren zeigt sich ein Schwerpunkt der Diagnosen bei kleinen H_2 -Konzentrationen. Zusätzlich treten bei Duval im gesamten H_2 -Wertebereich weitere vereinzelte T3-Diagnosen auf. Eine Fokussierung auf niedrige H_2 -Werte ist nicht nachvollziehbar, da ausgehend von den temperaturabhängigen Gasbildungsrate eher hohe H_2 -Konzentrationen für T3-Fehler zu erwarten sind. Diese obere Wertebereichsbegrenzung für H_2 ist auch bei den anderen Verfahren zu beobachten:

- $c_{\max MSS} = c_{\max IEC} \approx 1000 ppm$
- $c_{\max GATRON} \approx 1800 ppm$

Zusätzlich ist für das IEC-Verfahren auch eine Wertebereichsbegrenzung von $c_{C_2H_2}$ bei $\approx 65 ppm$ zu sehen. Somit werden durch das IEC-Verfahren nur T3-Fehler diagnostiziert,

wenn die auftretenden H_2 - und C_2H_2 -Konzentrationen in den unteren Abschnitten der Wertebereiche liegen. Dies steht im klaren Widerspruch zu den zu erwartenden Gaskonzentrationen nach Abb. 4-30.

4.5 Anwendung der Hilbert-Huang-Transformation

Das Projekt SMART TR hat die Entwicklung eines Werkzeuges zur Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren, hauptsächlich durch das Zusammenführen der vorhandenen Methodik, zum Ziel. Dennoch besteht immer der Anspruch an ein Forschungsprojekt auch auf aktuelle Entwicklungen entsprechend zu reagieren. Eine solche Entwicklung haben SARATHI ET AL. auf dem „8th International Symposium on Electrical Insulating Materials“ vorgestellt [45]. Die Wissenschaftler beschreiben einen vielversprechenden Ansatz zur Bewertung des Oberflächenzustandes von Silikonisolatoren anhand des Leckstromes. Mit Hilfe der Ausführungen im Paper konnte die nachfolgend näher beschriebene Herangehensweise abgeleitet werden. Dabei sind nicht in jedem Fall alle notwendigen Details, wie z.B. die genaue Bestimmung der Matrix des Hilbert Spektrogramms, angegeben. Jedoch sind diese Umsetzungsdetails nicht für das Nachvollziehen des Gesamtverfahrens ausschlaggebend, da in jedem Fall funktionierende Ansätze gefunden wurden. Zudem bieten diese Details notwendige Freiheitsgrade um das Resultat der Gesamtmethodik durch Modifikation weiter zu verbessern. Ergebnis des Verfahrens sind zwei Parameter für die Unterscheidung (Klassifikation) der Oberflächenzustände von Silikonisolatoren. Diese Parameter können durch die folgende Herangehensweise bestimmt werden (nach [45]):

1. Mit einem empirischen Algorithmus werden die Frequenzanteile der Zeitreihe ermittelt.
 - a. Ergebnis sind die Intrinsic-Mode-Functions (IMFs) des Signals. Jede IMF enthält einen Frequenzanteil des Ursprungssignals.
2. Durch Hilbert-Transformation aller IMFs werden die Funktionen in den Hilbertraum⁴¹ transformiert.
3. Anhand von Betrag und Phase der transformierten IMFs werden die Augenblicksfrequenzen und Amplituden des Ausgangssignals zeitaufgelöst ermittelt.
4. Durch Auftragen aller Augenblicksfrequenzen über der Zeit wird das Hilbert-Spektrogramm erstellt. Dabei werden die Amplituden des Signals farblich codiert.
5. Anhand frei wählbarer Zeit- und Frequenzschrittweiten wird ein diskretisiertes Hilbert-Spektrogramm erstellt. Dabei werden die Amplituden an Punkten gleicher Frequenz- und Zeitwerte aufaddiert.
6. Das diskrete Spektrogramm wird binarisiert indem alle Amplitudenwerte, welche größer als ein festzulegender Schwellwert sind, als *True* aufgefasst werden. Im Ergebnis liegt eine binäre Matrix des diskreten Hilbert-Spektrogramms vor.
7. Die binäre Matrix wird hinsichtlich der Fraktalen Eigenschaften analysiert. Dabei werden die fraktale Dimension sowie die Lückenhaftigkeit mittels *Box counting* ermittelt.

Da das Verfahren auf beliebige Zeitreihen anwendbar ist, ist es auch für die Diagnose von Transformatoren von Bedeutung. Denn durch die vorhandenen Monitoring Systeme stehen verschiedenste Signalverläufe zur Verfügung. Das in diesem Abschnitt betrachtete Verfahren bietet eine neue Möglichkeit diese Signale auszuwerten. Mit der damit verbundenen Steigerung der für die Bewertung von Transformatoren zur Verfügung stehenden Informationen wird auch die Bewertungssicherheit gesteigert. Dabei ergeben

⁴¹ Darstellung jeder Funktion als Folge komplexer Zahlen



sich für das Verfahren zwei Potentielle Anwendungsfälle. Zum einen bieten die abgeleiteten Parameter die Möglichkeit transiente Ereignisse, welche den Zustand des Transformators nachhaltig beeinflussen können, zu unterscheiden. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit Zustandsänderungen innerhalb des Transformators, wie z.B. die Alterung oder Verschmutzung des Isolationssystems, zu erkennen.

4.5.1 Umsetzung der Hilbert-Huang-Transformation

Um eine Zeitreihe hinsichtlich des enthaltenen Frequenzspektrums zu analysieren ist die Fourier-Analyse ein geeignetes Werkzeug. Die Fourier-Analyse ist ein mathematisch klar definiertes Werkzeug, welches die Berechnung des Energiespektrums eines Signals ermöglicht. Anhand dieses Spektrums werden die dominierenden Frequenzanteile des Signals deutlich. Jedoch geht dabei der zeitliche Bezug verloren. Diesem Nachteil kann durch die Kurzzeit-Fourier-Transformation (Short Time Fourier Transformation - STFT) entgegengewirkt werden. Bei diesem Verfahren wird das Signal in vorgegebene Zeitfenster, auf welche die Fourier-Analyse angewendet wird, eingeteilt. Dabei ist die Wahl des Zeitfensters ein Kompromiss zwischen der Auflösung im Zeit- und Frequenzbereich. Mit größerem Zeitfenster steigt die Genauigkeit im Frequenzbereich, aber die zeitliche Auflösung wird geringer. Somit sind Vorkenntnisse zum Signal bei der Anwendung der STFT von Vorteil. Im Gegensatz zur STFT bietet die Hilbert-Huang-Transformation (HHT) einen empirischen Ansatz um das Zeit-/Frequenzverhalten eines Signals zu analysieren. Dadurch ist für die Anwendung der HHT keine Vorkenntnis zum Signal notwendig. Jedoch ist bei der Anwendung zu beachten, dass die HHT kein mathematisch fundiertes Grundgerüst wie die Fourier-Analyse hat [46].

Ziel der HHT ist es die *Intrinsic Mode Functions* (IMF) mittels Empirical Mode Decomposition (EMD) zu bestimmen und auszuwerten. Diese Funktionen geben die Frequenzanteile eines Signals wieder. Durch die Hilbert-Transformation der IMF können die Augenblicksfrequenzen berechnet werden. Die tatsächlichen Augenblicksfrequenzen können nur für um die x -Achse symmetrische Signale berechnet werden. Damit die IMF diese Symmetrieanforderung erfüllen, müssen diese die nachfolgenden Eigenschaften aufweisen [46]:

- Die Anzahl an Extrema und Nulldurchgänge der Funktion unterscheiden sich um maximal eins.
- Der Mittelwert der Hüllkurven (Kurven durch alle Maxima bzw. Minima der Funktion) ist zu jedem Zeitpunkt null.

Kern der HHT ist der Algorithmus EMD, welcher die IMF eines Signals bestimmt. Dabei besteht die EMD aus den nachfolgenden Arbeitsschritten [46]:

1. Auffinden aller lokalen Extrema
2. Bestimmen der Hüllkurven durch Verbinden aller Maxima bzw. Minima durch Spline-Interpolation dritten Grades.
3. Mittelwert beider Hüllkurven bestimmen.
4. Abziehen des Mittelwertes vom Signal.
5. Wiederholen der Schritte 1. - 4. bis das Ergebnis die Anforderungen an eine IMF erfüllt.
6. Abziehen der Erhaltenen IMF vom Signal.
7. Wiederholen der Schritte 1. - 6. bis das Signal keine IMF mehr enthält.

Die Abbildungen 4-33 und 4-34 veranschaulichen den Algorithmus zur Extraktion der IMF anhand eines einfachen Beispiels.

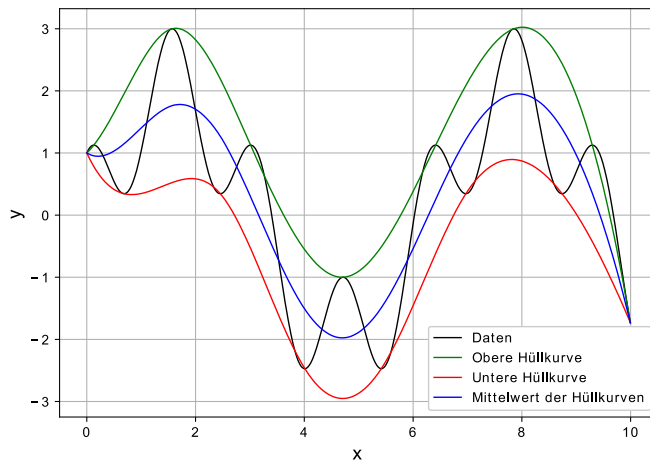


Abb. 4-33: Hüllkurven und Mittelwert eines Signals bei der EMD

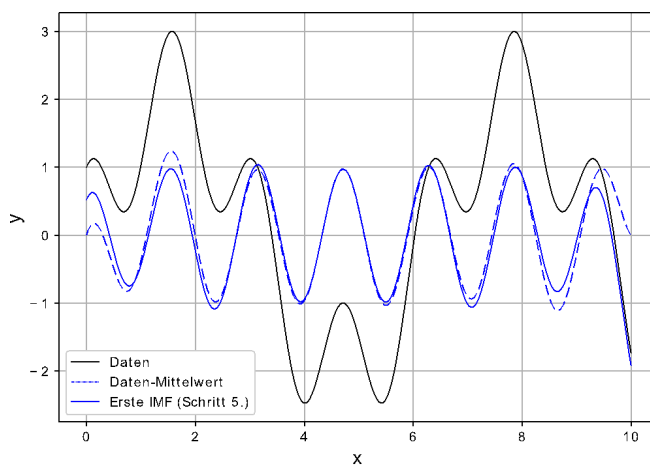


Abb. 4-34: Gegenüberstellung der Differenz von Daten und Mittelwert der Hüllkurven sowie der endgültig ermittelten IMF

Für die Umsetzung der HHT kann auf fertige Python Pakete zurückgegriffen werden:

- PyHHT für
 - die Extraktion der IMF
 - die Berechnung der Augenblicksfrequenzen der IMF
- SciPy für die Hilbert-Transformation der IMF

4.5.2 Fraktale Eigenschaften

SARATHI ET AL. werten die diskretisierten und binarisierten Hilbert-Spektrogramme hinsichtlich der Fraktalen Eigenschaften aus. Anhand dieser Eigenschaften konnten Unterschiede in Signalverläufen aufgezeigt werden, welche im Zeitbereich nur schwer ersichtlich sind. Dabei verwenden die Autoren die Fraktale Dimension, berechnet mittels *Box counting*, sowie die Lückenhaftigkeit eines Fraktals zur Bewertung [45].

4.5.2.1 Box counting Dimension

Der *Box counting* Algorithmus bietet eine einfache Möglichkeit die Dimension eines Fraktals zu bestimmen. Hierzu wird über das Fraktal eine Vielzahl an Gittern, welche jeweils aus gleichgroßen Quadraten mit der Kantenlänge s bestehen, gelegt. Für jedes Gitter wird die Anzahl N an Quadraten, welche einen Teil des Fraktals enthalten gezählt. Anschließend wird $N(s)$ über das Reziproke der Kantenlänge logarithmisch aufgetragen.



Durch die Punkte im *log-log*-Diagramm wird eine Regressionsgerade gelegt. Der Anstieg dieser Geraden ist als die Fraktale Dimension nach dem *Box counting* Algorithmus definiert [47]. Für die Implementierung ist die exakte Definition von $N(s)$ von Bedeutung: $N(s)$ ist die kleinste Anzahl an Quadraten für eine bestimmte Kantenlänge sowie für alle möglichen Positionen des Gitters in Bezug zum Fraktal [48].

Die Implementierung des *Box counting* Algorithmus erfolgte in Python. Dabei werden alle Gitter deren Kantenlängen den Kantenlängen des Fraktals entsprechen untersucht. Das heißt, es werden die Kantenlängen s der Quadrate betrachtet, welche Vielfache der Kantenlängen des Fraktals sind. Das eigentliche Auszählen der Quadrate besteht aus einer Kombination von zwei Doppelschleifen. Wobei das äußere Schleifenkonstrukt das aktuell betrachtete Quadrat variiert und das innere Schleifenkonstrukt das aktuelle Quadrat auf Vorhandensein des Fraktals überprüft. Sobald ein Element des Fraktals innerhalb eines Quadrates gefunden wird, werden die inneren Schleifen abgebrochen, der Wert für $N(s)$ um eins erhöht und das Nächste Quadrat zur Untersuchung bestimmt. Um den minimalen Wert von $N(s)$ zu finden wird das Fraktal verschoben. Beim Verschieben des Fraktals über die Kanten hinaus, wird das Fraktal an der gegenüberliegenden Gitterseite wieder eingefügt. Die Änderung der Fraktalpositionen erfolgt so lange bis

- alle möglichen Positionen überprüft wurden oder
- eine maximale Anzahl an Iterationen erreicht wurde.

Bei der Implementierung der einzelnen Funktionen wurde auf Kompatibilität zum Python Paket *Numba* geachtet. Hierdurch wird eine starke Reduktion der Programmlaufzeit erzielt.

4.5.2.2 Lückenhaftigkeit

Die Lückenhaftigkeit $L(s)$ ist ein ergänzender Parameter zur Charakterisierung von Fraktalen und dient zur Unterscheidung von Fraktalen mit gleicher fraktaler Dimension. Zur Berechnung der Lückenhaftigkeit muss zunächst die Wahrscheinlichkeit $P(m, s)$ dafür, dass m Punkte des Fraktals innerhalb eines Quadrats mit der Kantenlänge s liegen, ermittelt werden. Hierzu wird für jede mögliche Position des Quadrates die Anzahl m bestimmt und somit die Menge an Quadraten $N(m)$ für jedes m ermittelt. Die gesuchte Wahrscheinlichkeit ergibt sich anschließend aus der Normierung der einzelnen Mengen auf die Anzahl aller Quadrate [49]:

$$P(m, s) = \frac{N(m, s)}{N_{ges}(s)} \quad (4-15)$$

Nach einer gängigen Definition der Lückenhaftigkeit, wird diese anhand des ersten und zweiten Moments der zu $P(m, s)$ gehörigen Verteilungsfunktion berechnet [49]:

$$L(s) = \frac{M^2(s) - M(s)^2}{M(s)^2} \quad (4-16)$$

mit

$$M(s) = \sum_{m=1}^N m \cdot P(m, s) \quad (4-17)$$

$$M^2(s) = \sum_{m=1}^N m^2 \cdot P(m, s)$$

Die Implementierung des Algorithmus zur Bestimmung der Lückenhaftigkeit eines Fraktals erfolgte wiederum in Python. Als einzige Besonderheit ist hierzu anzumerken, dass

auf Kompatibilität zu *Numba* geachtet wurde, um entsprechende Vorteile bei der Programmlaufzeit zu erzielen.

4.6 Dielektrische Messungen an Hochspannungsdurchführungen

4.6.1 Motivation der Untersuchung

Die Temperaturabhängigkeit von Verlustfaktormessungen ist eine nachgewiesene Tatsache. Abb. 4-35 veranschaulicht dies beispielhaft für wiederholte Messungen an einer Durchführung, bei einer Frequenz von 60Hz und veränderten Temperaturen. Es ist eine klare Zunahme des Verlustfaktors mit steigender Temperatur zu erkennen.

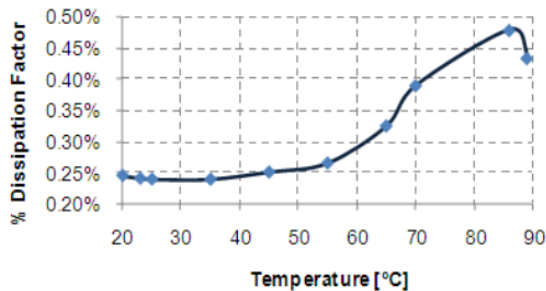


Abb. 4-35: Temperaturabhängigkeit der Verlustfaktormessung bei 60Hz [50]

Eine Analyse von Verlustfaktormessungen über der Frequenz (FDS-Messung) verdeutlicht die Ursache für den temperaturbedingten Anstieg im Bereich der Netzfrequenz. Bei Frequenzen von 50Hz bis 60Hz weist die FDS-Messung ein Minimum auf. Weiterhin kommt es durch die Temperaturabhängigkeit zu einer Rechtsverschiebung der FDS-Kurven mit Erhöhung der Prüflingstemperatur. Dies ist in Abb. 4-36 beispielhaft dargestellt. Infolge der Verschiebung rücken die größeren Verlustfaktorwerte des niedrigen Frequenzbereichs in den Bereich der Netzfrequenz (Effekt von Abb. 4-35).

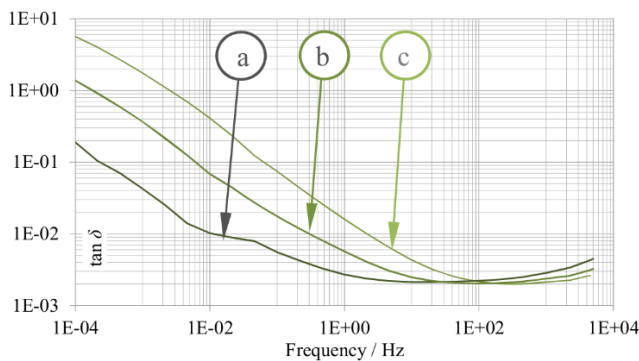


Abb. 4-36: FDS-Messung an einer betriebsgealterten Durchführung bei a) 20°C b) 50°C und c) 75°C [51]

Für die Ursache des Temperaturdrifts hat ZINK im Rahmen seiner Dissertation eine Theorie entwickelt und nachgewiesen [52]: Die Temperatur beeinflusst den elektrischen Widerstand eines Dielektrikums. Da die Zeitkonstanten der Polarisationsvorgänge widerstandsabhängig sind, ändern sich diese ebenfalls mit der Temperatur. Die veränderten Zeitkonstanten bewirken wiederum die Rechtsverschiebung der FDS-Kurven. Um den Temperaturdrift zu kompensieren schlägt ZINK die Verwendung eines Verschiebungsfaktors α_T vor [52]:

$$\alpha_T = \frac{f_T}{f_{ref}} \quad (4-18)$$



Dabei sind f_T die Frequenz einer FDS-Messung bei der Temperatur T und f_{ref} die Frequenz der FDS-Messung bei Referenztemperatur. Somit kann der gesuchte Referenzverlauf aus den Messdaten durch Umstellen von Gleichung (4-18) bestimmt werden:

$$f_{ref} = \frac{f_T}{\alpha_T} \quad (4-19)$$

Vorraussetzung für die Berechnung ist eine möglichst genaue Ermittlung des Verschiebungsfaktors. Dieser kann als Materialparameter interpretiert werden und ist von der Aktivierungsenergie W des Dielektrikums abhängig [2]⁴²:

$$\alpha_T = e^{\frac{W}{k} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right)} \quad (4-20)$$

Dabei ist k die Boltzmann-Konstante. Unter der Voraussetzung dass die Aktivierungsenergie eines Dielektrikums konstant ist, kann somit der Verschiebungsfaktor aus zwei FDS-Messungen bei verschiedenen Temperaturen bestimmt und anschließend durch Umstellung von Gleichung (4-20) die Aktivierungsenergie ermittelt werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Grundlagen für die Kompensation des Temperaturdrifts von FDS-Messungen bekannt sind. Jedoch müssen für eine praxisnahe Umsetzung im geplanten Diagnosetool weitere Fragestellungen geklärt werden:

- Wie wirken sich Messungenauigkeiten auf die Bestimmung der Aktivierungsenergie aus?
 - Kann die Genauigkeit der berechneten Aktivierungsenergie durch zusätzliche Messungen vergrößert werden?
 - Wie viele Frequenzen / Temperaturen sind hinreichend für die Bestimmung der Aktivierungsenergie?
- Wie wirkt sich ein inhomogenes Temperaturprofil auf die FDS-Messung aus?
 - Wie muss die Temperaturkompensation bei einem inhomogenen Temperaturprofil erfolgen?

Um die Voraussetzung zur Beantwortung der offenen Fragestellungen zu schaffen, muss eine Versuchsanlage konzipiert werden, welche es erlaubt

- den Verlustfaktor einer Durchführung zu bestimmen und
- gleichzeitig die Temperaturrandbedingungen einzustellen sowie messtechnisch zu erfassen.

Da die erforderlichen Untersuchungen den Projektrahmen überschreiten, muss die Konzeption der Versuchsanlage zudem nachhaltig erfolgen.

4.6.2 Konzeption der Versuchsanlage

4.6.2.1 Grundlegende Anforderungen

Um die weiterführende Untersuchung des Temperaturdrifts von FDS-Messungen an Hochspannungsdurchführungen zu ermöglichen, muss die Versuchsanlage die folgenden Eigenschaften aufweisen:

- Nachbildung der thermischen Trägheit des Transformatorkegels
- Anbringen verschiedener Hochspannungsdurchführungen

⁴² In dieser Literaturstelle ist auch eine gute Zusammenfassung für die Herleitung der Gleichung zu finden.

- Temperaturüberwachung im Ölkessel
- Detaillierte Temperaturüberwachung in der Durchführung (Temperaturprofil über die Höhe)
- Genaues Einstellen der Temperatur im Kessel
- Beheizen der Durchführung (Nachbilden der Last)

4.6.2.2 Erforderlicher Versuchsaufbau

Der grundlegende Aufbau um die notwendigen Anforderungen an die Versuchsanlage zu erfüllen ist in Abb. 4-37 skizziert. Aus dem prinzipiellen Versuchsaufbau werden die notwendigen Komponenten der Versuchsanlage deutlich:

- Ölbehälter mit Heizung und Temperatursensoren
 - Ausreichend großes Ölvolumen für thermische Trägheit des Systems
- Adapterflansch für austauschbare Durchführungen
- Temperaturlanze innerhalb der Durchführung
- Hochstromdurchführung zum Heizen über den Durchführungsleiter

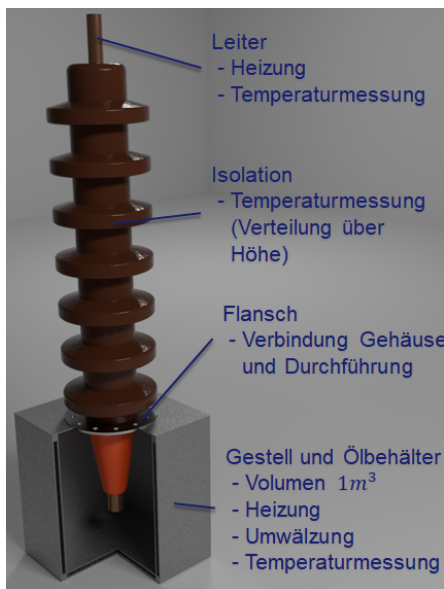


Abb. 4-37: Prinzipieller Versuchsaufbau zum Nachvollziehen der Temperaturdrifts von FDS-Messungen auch bei inhomogenen Temperaturverteilungen

4.6.3 Realisierung der Versuchsanlage

4.6.3.1 Gefährdungsanalyse

Im Rahmen der Planung des Versuchsstandes „Dielektrische Messungen an Hochspannungs-Durchführungen“ wurde eine Gefährdungsanalyse durchgeführt. Ziel war es, bereits im Entwurfsstadium konstruktive Maßnahmen zur Verringerung von Gefährdungen zu ergreifen.

Insbesondere durch die große Menge an Mineralöl (ca. 1000l) und dessen geplante Erwärmung auf ca. 90°C ergeben sich besondere Gefährdungen, welchen mit entsprechenden Maßnahmen entgegnet werden muss:

- Entstehung von gesundheitsschädlichen und explosiven Gasen (z.B. Wasserstoff) bzw. Entzündung des Öls in Folge zu starker Erwärmung an der Heizungsoberfläche
- Auslaufen von großen Mengen Öls, infolge dessen Kontamination von Erdreich/Grundwasser, erhöhte Rutschgefahr und (ungewollter) Kontakt von Personen mit Öl



- Kontakt von Personen mit heißem Öl oder heißen Oberflächen (z.B. Verbrennungen der Haut)
- Abriss des Pumpenschlauchs (druckseitig) und großräumige Verteilung von (heißem) Öl

Neben organisatorischen und persönlichen Maßnahmen (z.B. Unterweisungen, Schutzausrüstung) wurden technische Schutzmaßnahmen im Entwurf des Versuchsstandes implementiert. Durch die Verwendung mehrerer Sicherheitsthermostate an den Heizkörpern und durch eine automatische Notabschaltung des Versuchsstands soll eine Überhitzung des Öls verhindert werden. Das Verhältnis Heizkörperoberfläche zu Heizleistung wurde außerdem durch die Reihenschaltung von je 2 Heizkörpern sehr hoch gewählt, was zu einer Verringerung der thermischen Belastung des Öls führt. Um einen Austritt von Öl zu verhindern wird ein auslaufsicherer Ölkessel beschafft und der Ölkreislauf gekapselt mit Leckageüberwachung ausgeführt. Weiterhin erfolgt eine Füllstandüberwachung. Durch die thermische Isolierung des Ölkessels wird eine Gefährdung durch den Kontakt zu heißen Oberflächen verhindert. Zusätzlich erfolgt eine Benachrichtigung der verantwortlichen Mitarbeiter über Grenzwertüberschreitungen und detektierte Fehler per SMS.

4.6.3.2 Bauliche Umsetzung der Maßnahmen

Die bauliche Umsetzung erfolgte so, dass sowohl die Anforderungen hinsichtlich des Untersuchungsgegenstandes als auch die Anforderungen aus der Gefährdungsanalyse erfüllt werden. Abb. 4-38 veranschaulicht die Anordnung der einzelnen Versuchsstandkomponenten. Nachfolgend werden die jeweiligen Details komponentenspezifisch erläutert.

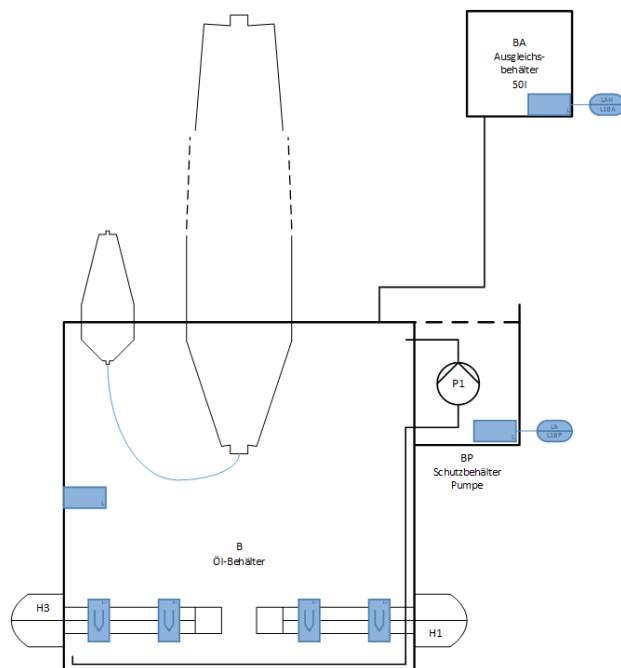


Abb. 4-38: Anordnung der wesentlichen Versuchsstandkomponenten

4.6.3.2.1 Mechanische Komponenten

Ölkessel

Der Ölkessel sollte in Absprache mit einem erfahrenen Kesselbauer entworfen und durch diesen gebaut. Der finale Entwurf stellt die Unterbringung der notwendigen Komponenten und Anschlüsse sowie deren Abdichtung sicher. Durch einen austauschbaren Deckel wird die Kompatibilität zwischen verschiedenen Durchführungstypen gewährleistet. Weiterhin befindet sich im Deckel aus platz- und realisierungstechnischen Gründen auch der

Lochkreis für die Hochstromdurchführungen sowie eine Unterbringungsmöglichkeit für einen Füllstandssensor. Die Umsetzung des Ölkessels durch den beauftragten Kesselbauer konnte nicht zeitgerecht im Rahmendes Projektes umgesetzt werden.

Ausgleichsbehälter

Da die Versuchsanlage mit einem Ölvolumen von ca. 1m^3 arbeitet und dieses Öl von Raumtemperatur auf bis zu 90°C geheizt werden soll, muss auch die Ausdehnung des Öls berücksichtigt werden. Hierzu wird ein Ausdehnungsgefäß, welches über der Versuchsanlage befestigt und über den Deckel angeschlossen wird, vorgesehen. Um das Volumen des Ausdehnungsgefäßes abzuschätzen werden folgende Annahmen getroffen:

- Ausdehnungskoeffizient $\gamma = 0,85 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}}$ ⁴³
- Temperaturänderung $\Delta T = 90^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C} = 70\text{K}$
- Ölvolumen $V_{\text{öl}} = 1000\text{l}$

Das notwendige Volumen für den Ausgleichsbehälter ergibt sich nach:

$$\begin{aligned} V_{\text{Ausgleichsbehälter}} &= \Delta V = \gamma \cdot V_{\text{öl}} \cdot \Delta T \\ &= 0,85 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}} \cdot 1000\text{l} \cdot 70\text{K} \\ &= \mathbf{59,5\text{l}} \end{aligned} \quad (4-21)$$

Aus Kostengründen wird für den Ausgleichsbehälter eine fertige Ölbehälterlösung angewendet. Diese gibt er für ein Volumen von 100l . Auch der Füllstand des Ausgleichsbehälters wird über die Versuchsstandsteuerung überwacht.

4.6.3.2.2 Aktoren

Heizungen

Isolieröle, welche in Hochspannungstechnischen Anlagen eingesetzt werden, haben die Eigenschaft sich bei Temperaturen von über 100°C zu zersetzen. Ein Ergebnis dieser Zersetzungsprozesse sind brennbare Gase. Hierdurch ergibt sich ein nicht zu unterschätzendes Betriebsrisiko, welches auch entsprechend durch die Gefährdungsanalyse eingestuft wird. Um diesem Risiko bereits in der Planungsphase entgegen zu wirken, muss die thermische Belastung des Öls minimiert werden. Die größte thermische Last ist im Bereich der Heizungen zu erwarten. Da die Versuchsanlage für Aufheizspannen von bis zu 70K ausgelegt wird und dennoch die Aufheizzeiten in einem vertretbaren Rahmen liegen müssen, gibt es bei der erforderlichen Heizleistung nur bedingten Spielraum. Um dennoch die thermische Last auf das Öl zu minimieren, muss die zur Verfügung stehende Heizoberfläche maximiert werden. Daher werden für die Versuchsanlage vier baugleiche Einschraubheizkörper vorgesehen. Diese werden in durch die Behälterwand in Bodennähe verbaut und gleichmäßig versetzt angeordnet.

Die notwendige Heizleistung wurde im Rahmen modellbasierter Auslegungsrechnungen abgeschätzt. Im Ergebnis werden die Heizkörper TYPCEL502Oel von der Conti Elektron GmbH eingesetzt. Diese Heizkörper haben den Vorteil, dass diese variabel angeschlossen und extern angesteuert werden können. Somit werden immer die gegenüberliegenden Heizkörper in Reihe geschaltet und durch die Temperaturregelung der Versuchsanlagensteuerung angesteuert.

Pumpe mit Schutzbehälter

⁴³ Herstellerangabe



Zum Befüllen und Ablassen des Öls ist in jedem Fall eine geeignete Pumpe erforderlich. Da das Aufheizen des Öls ein wichtiger Bestandteil der Versuchsanlage ist, ist es zielführend diese Pumpe auch zur Unterstützung der Umwälzung einzusetzen. Als geeignete Pumpe wurde die Ölpumpe TWX-200M-12V von ISA-Racing ausgewählt, da deren Auslegungsparameter die Versuchsrandbedeckungen abdecken. Zudem ist die Pumpe sehr kompakt und kann in das Steuerungssystem der Versuchsanlage integriert werden.

Aus der Gefährdungsanalyse wird deutlich, dass sich aufgrund einer Leckage eine hohe Gefahr ergibt (austretender Gefahrstoff, hohe Temperaturen). Eine Schwachstelle hinsichtlich Leckagen bilden die Anschlusspunkte des Schlauches an die Pumpe. Daher wird die Pumpe in einem nach oben offenen Behälter eingehaust. Im Fall einer Leckage wird so das Öl in diesem Behälter aufgefangen. Durch das Anbringen der Pumpe oben am Ölkessel, wird einem Leerlaufen des Kessels entgegengewirkt. Zusätzlich wird der Leckagefall durch eine Füllstand-basierte Leckageüberwachung im Ölkessel sowie durch einen Durchflusssensor hinter der Pumpe überwacht. Somit ist ein zeitnahes Abschalten aller Aktoren im Fehlerfall sichergestellt.

4.6.3.2.3 Sensoren

Temperatursensoren

Für das Erfassen der Öltemperaturen werden Sensoren benötigt, welche gut in die Steuerung der Versuchsanlage integriert werden können. Da für das Messen der Temperaturverteilung innerhalb der Durchführung eine entsprechende Lanze aus Temperatursensoren notwendig ist, ist es von Vorteil, wenn die eingesetzten Sensoren parallelgeschaltet werden können. Diese Anforderungen erfüllen die Sensoren DS18B20 von Dallas Semiconductor bei einer Messgenauigkeit von $\pm 0,5K$ im Temperaturbereich von $-10^{\circ}C$ bis $85^{\circ}C$ sowie einer oberen Messbereichsgrenze von $125^{\circ}C$. Die Aufteilung der Temperatursensoren innerhalb der Durchführung ist in Abb. 4-39 zu finden.

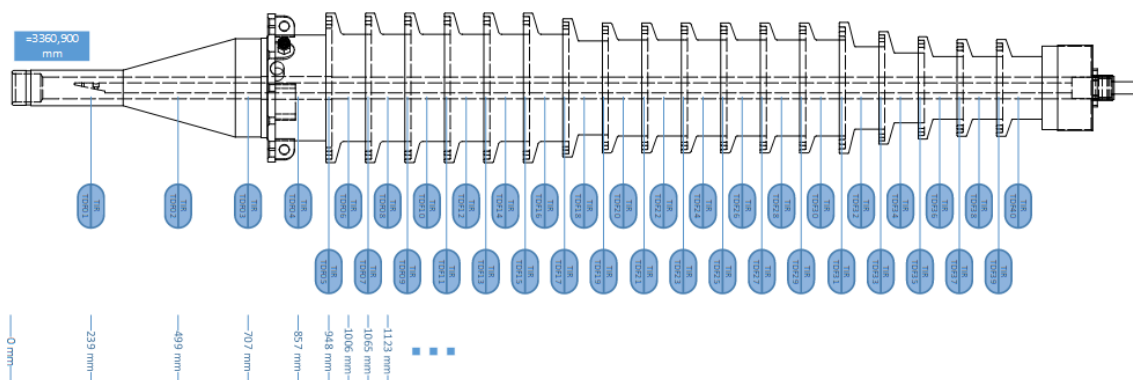


Abb. 4-39: Verteilung der Temperatursensoren zur Erfassung des Temperaturprofils in der Durchführung

Temperaturwächter

Da die höchsten Temperaturen an den Heizstäbe zu erwarten sind, wird für jede Heizung ein Temperaturwächter vorgesehen. Diese bilden eine zusätzliche Sicherheitsebene parallel zur Versuchsanlagensteuerung und schalten alle Aktoren bei Verletzung des eingestellten Grenzwertes direkt elektrisch ab.

Füllstandssensoren

Für die Füllstandsmessung werden kapazitive Sensoren des Typs DLM-35 der Fa. Dinel eingesetzt. Bei diesen Sensoren ist zu beachten, dass das ausgegebene Steuersignal i_{ist} ($4mA \dots 20mA$) auf den entsprechenden Füllstand umgerechnet werden muss:

$$h_{ist} = \frac{i_{ist} - 4mA}{16mA} \cdot h_{max} + h_{min} \quad (4-22)$$

Dabei ist h_{max} der maximal durch den Sensor zu erfassende Füllstand. Dieser Punkt entspricht der Oberkante der Sensorlanze im Öl-Behälter. Der Offset h_{min} ist der Tatsache geschuldet, dass für die Lanze aus messtechnischen Gründen ein Mindestabstand zum Behälterboden eingehalten werden muss. Aus prozesstechnischer Sicht hat der Mindestabstand keinen Einfluss, da die Anlage erst mit Erreichen von h_{max} betriebsbereit geschaltet wird.

Durchflusssensor

Damit nicht nur der Schaltzustand der Pumpe, sondern auch die Umwälzung des Öls überwacht werden kann, ist ein entsprechender Durchflusssensor notwendig. Dabei ist für den angedachten Einsatzzweck ein binärer Druckschalter (ISA-Racing), mit einstellbarem Schalldruck, ausreichend. Mit dieser zusätzlichen Information kann sichergestellt werden, dass

- die Schlauchanschlüsse an der Pumpe nicht abgefallen sind (Leckage),
- die Pumpe nicht blockiert ist (Schutz der Pumpe) oder
- die Umwälzung nicht anderweitig gestört wird.

4.6.3.3 Automatisierung und elektrische Komponenten

Das Automatisierungskonzept baut auf einen Industruino D21G als unabhängige Steuerung sowie auf ein LabVIEW-Programm zur Datenerfassung und als Anwenderschnittstelle. Bei thermischen Versuchen, insbesondere bei großen Anlagenzeitkonstanten, muss von langen Versuchszeiträumen ausgegangen werden. Daher ist es zielführend die Steuerebene von der Bedienebene zu trennen. Dadurch kann die Anlage auch dann weiterbetrieben werden, wenn der Bedien-PC ausgefallen ist. Eine Umsetzung dieses Konzeptes für die Durchführungsversuchsanlage ist in Abb. 4-40 dargestellt.

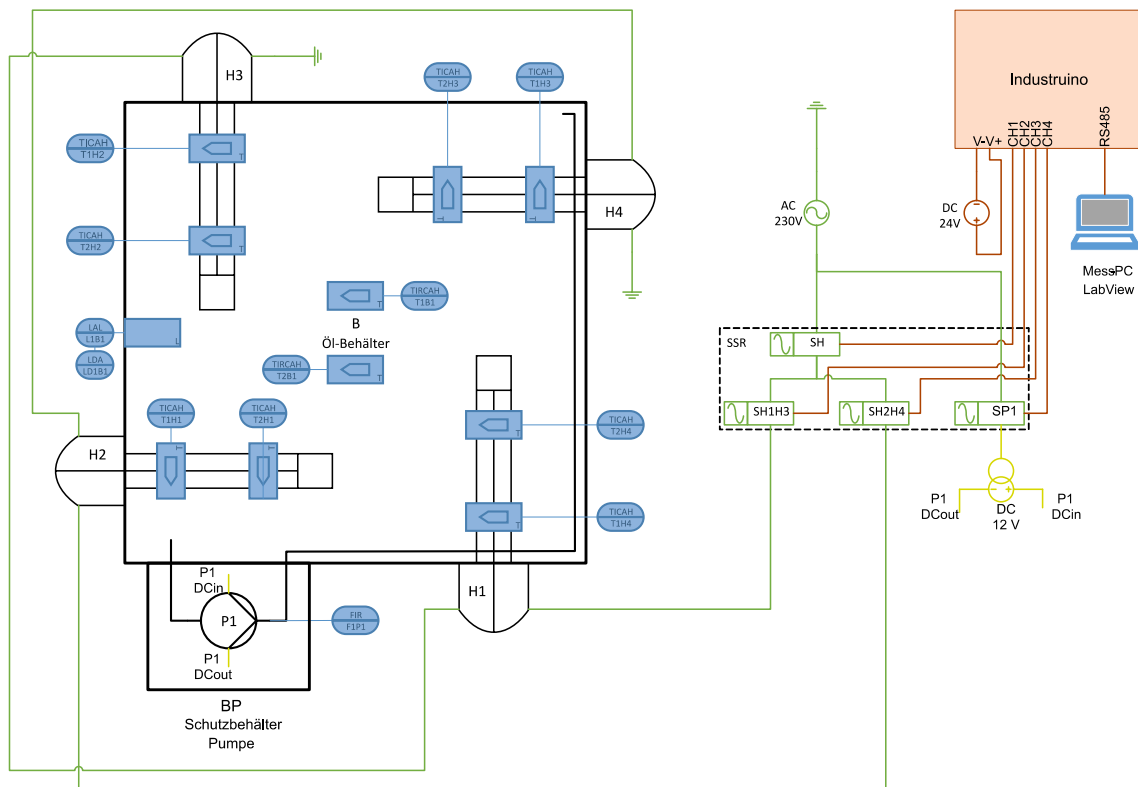


Abb. 4-40: Grundlegender Aufbau des Automatisierungssystems für die Versuchsanlage für dielektrische Messungen an Hochspannungsdurchführungen

Alle Aktoren werden über elektronische Schütze angesteuert. Dabei werden die Steuerbefehle im Steuerprogramm des Industruinos bestimmt und über die Digitalen I/O Ports an die Schütze weitergegeben. Da die Ölpumpe mit 12V und die Heizungen mit 230V



Versorgungsspannung arbeiten, wird die Pumpe über die Versorgungsseite des Netz-teils geschaltet. Somit können einheitlich die Schütze SSR-501 von Pohltechnic.com GbR verbaut werden. Als zusätzliche Sicherheitsebene werden mechanische Schütze (Universal Lastrelais für 230V / 400VAC 4xNO 20A von Pohltechnic.com GbR) eingesetzt. Diese schalten im Fall einer der Steuerung übergeordneten Fehlermeldung, z.B. beim Auslösen eines Temperaturwächters, die Versorgungsspannung aller Aktoren ab. Ein erneutes Zuschalten der Spannung ist erst nach Fehlerbeseitigung und –quittierung möglich. Das Steuerprogramm ist so ausgelegt, dass fehlerhafte Zustände im Normalbetrieb durch die Steuerung Abgefangen werden. Hierbei werden zunächst bei Verlassen der vorgesehenen Betriebsbedingungen entsprechende Warnungen ausgegeben. Kommt es zu keinem Eingreifen durch den Anwender und die Parameter überschreiten die hinterlegten Grenzwerte, löst die Steuerung einen Fehler aus. In diesem Fall wird die Spannung der Aktoren über die elektronischen Schütze abgeschaltet und ein Wiedereinschalten ist erst nach Fehlerbehebung sowie Quittierung in LabVIEW möglich. Die nachfolgende Abb. 4-41 zeigt die Anwenderschnittstelle der Steuerung sowie alle zugehörigen Statusmeldungen. Auf der linken Seite ist eine Anlagenübersicht mit den wichtigsten Werten zu sehen. Auf der rechten Seite ist wahlweise die Bedienoberfläche oder Diagramme zu den wesentlichen Prozessgrößen (Behälter- und Heizungstemperaturen als Kurz- und Langzeitdarstellung sowie aktuelles Temperaturprofil der Durchführung).

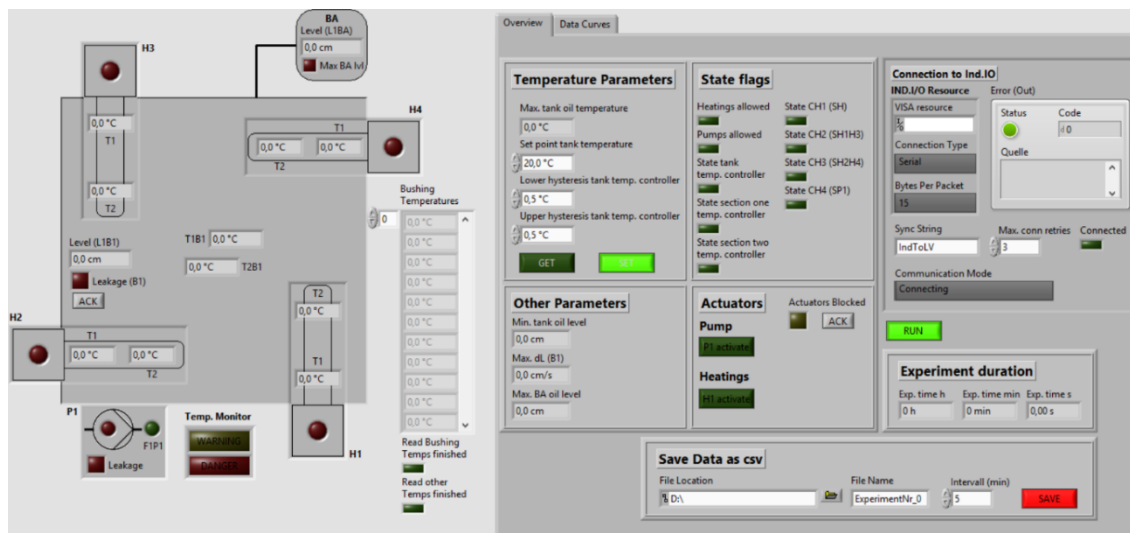


Abb. 4-41: LabVIEW Anwenderschnittstelle zur Versuchsstandsteuerung (links: Anlagenübersicht, rechts: Bedienoberfläche oder Diagramme)

Durch die Verwendung von drei Schützen für die Heizungssteuerung, kann die Öltemperatur gezielt über einen entsprechenden Regelkreis eingestellt werden. Zur Vergrößerung der Heizoberfläche sind die jeweils gegenüberliegenden Heizungen zusammengeswitcht und werden daher über ein gemeinsames Schütz angesteuert (SH1H3 bzw. SH2H4). Zusätzlich werden alle Heizungen über das vorgelagerte Schütz SH gesteuert. Nur wenn Schütz SH zugeschaltet ist, können die Heizungen aktiviert werden. Dieses Schaltungsprinzip wird durch den in Abb. 4-42 dargestellten Regelkreis⁴⁴ in eine Temperaturregelung umgesetzt. Dabei kommen zwei parallele innere Regelkreise für jeden Heizungsstrang zum Einsatz. Aufgabe dieser Regelkreise ist es die Oberflächentemperatur der Heizungen auf dem max. zulässigen Punkt (voreingestellt sind 100°C) zu halten und somit ein zügiges, aber dennoch sicheres aufheizen zu ermöglichen. Daher ist die Hysterese der inneren Regler auf +0°C und -0,5°C eingestellt. An jeder Heizung werden zwei Thermoelemente angebracht. Als Ist-Wert für die inneren Regelkreise wird jeweils

⁴⁴ Da die Schütze binär angesteuert werden, kommen für alle Regelkreise Zweipunkt-Regler zum Einsatz.

die max. Temperatur der Thermoelemente verwendet. Die Soll-Temperatur des Öls wird über den Hauptregler eingestellt. Als Ist-Wert wird hierbei der Mittelwert aus zwei im Öltank verteilt angebrachten Thermoelementen verwendet. Der Soll-Wert kann durch den Anwender im Temperaturbereich von 20°C bis 90°C vorgegeben werden.

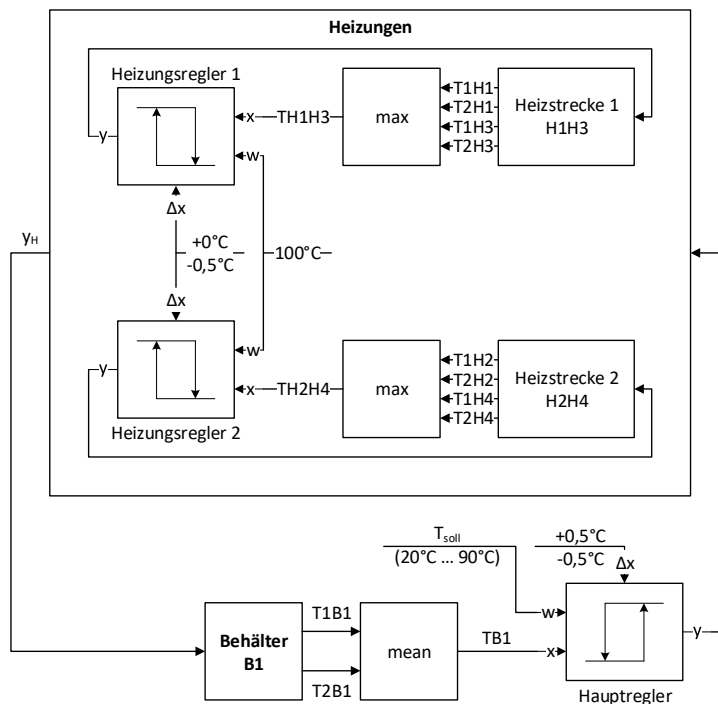


Abb. 4-42: Signalflossbild für die Regelung der Öltemperatur

4.6.3.4 Realisierung des Versuchsstandes

Der beauftragte Kesselbauer hatte trotz Zusage und Angebotslegung keine fristgerechte Herstellung der Versuchsanlage durchführen können. Trotz mehrmaliger Erinnerung und Verzugsanzeigen durch den Einkauf im Bereich Dezernat Technischer Verwaltung kam es nicht zu einer Lieferung im verlängerten Projektzeitraum, sodass der Versuchsstand nicht in Betrieb genommen werden konnte. Die Entwicklungen und Konzepte können allerdings für weitere Projekte genutzt werden, sodass dies wesentliche und zukunftsorientierte Entwicklungen für das Forschungsgebiet darstellt.



5 Abschätzung des Betriebsrisikos

5.1 Einordnung der Risikobewertung

Das Betriebsrisiko ist definiert als eine Kombination aus Ausfallwahrscheinlichkeit und Ausfallfolgen. Da die Ausfallwahrscheinlichkeit mit dem Betriebsmittelzustand unmittelbar zusammenhängt, ist auch die Verwendung des Zustandes für die Risikobewertung möglich. Dieses Vorgehen ist für die zu entwickelnde Diagnosesoftware zielführend, da der Zustand eines Transformators mittels verschiedener Verfahren bestimmt wird. Somit ist zu erwarten, dass das Wissen um den Zustand exakter ist, als eine statistisch hergeleitete Ausfallwahrscheinlichkeit.

Grundlegend kann die Betriebsrisikobewertung als einen Teilschritt des Asset Managements angesehen werden. Zur Verdeutlichung wurde das Schema zum Ablauf eines Asset Management Prozesses von SUWNANSRI [53] entsprechend erweitert. Wie in Abb. 5-1 zu sehen ist, baut das Asset Management auf einer Bewertung des Betriebsrisikos auf. Dabei wird unter der zusätzlichen Berücksichtigung wirtschaftlicher Randbedingungen entschieden, wie mit einzelnen Transformatoren einer Flotte zu verfahren ist. Ziel ist das Anwenden optimierter, zustandsorientierter Instandhaltungsstrategien. Somit werden im Idealfall Betriebskosten minimiert ohne dass das Risiko für kritische Ausfallfolgen vergrößert wird. Auf diese Weise sollen auch betriebsgealterte Transformatoren sicher weiterbetrieben werden [54], [55].

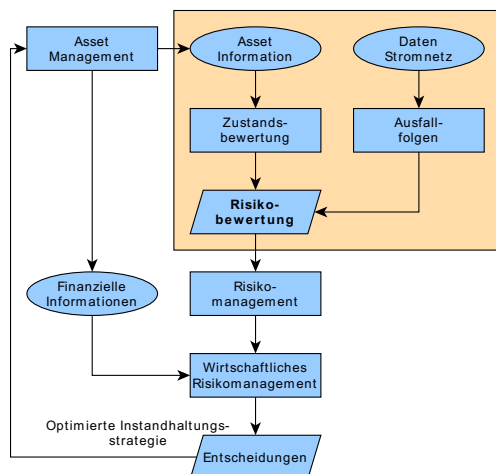


Abb. 5-1: Ablauf des Asset Managements und Einordnung der Risikobewertung; Nach [53]

Da die zu entwickelnde Diagnosesoftware auf die Untersuchung einzelner Transformatoren abzielt, werden die finanziellen Aspekte bei der Bewertung der Transformatoren nicht berücksichtigt. Somit liefert die Diagnosesoftware eine wertvolle Basis für die Anwendung durch Asset Manager, da die vielen Eingangsdaten bis zu einer Aussage zum grundlegenden Betriebsmittelzustand sowie einer Abschätzung zum Betriebsrisiko verarbeitet werden. Jedoch ist die Auswertung der Zwischenergebnisse, z.B. spezifische Diagnoseangaben, komplex und kann nur durch entsprechende Experten erfolgen. Daher ist eine vollständige Automatisierung der gesamten Verarbeitungskette nur mit erheblichen Entwicklungsaufwand möglich. Dies bedeutet das Diagnosewerkzeug übernimmt die Informationsaufbereitung, überlässt aber die Entscheidungsfindung dem Experten. Vor diesem Hintergrund wird auch das Modul zur Risikobewertung entworfen. Ziel des Moduls ist es aus den vorhandenen Eingangsinformationen, wie dem Gesamtzustand des Transformators, Aussagen zur Fehlerdiagnose, Wichtigkeit des Transformators sowie mittlere Belastung durch Betrieb und Netzurückwirkung, eine verständliche Risikobewertung zu bestimmen. Dabei hat der Experte die Kontrolle über den Berechnungsprozess in dem er die Eingangsinformationen vorgibt, kontrolliert und ggf. anpasst.

5.2 Stand der Technik bezüglich der Risikobewertung

Für die Recherche zu vorhandenen Verfahren bezüglich der Betriebsrisikoeinschätzung von Transformatoren ergeben sich zwei Hauptquellen: Direkte Veröffentlichungen zur Risikobewertung und Verfahren, welche im Rahmen des Asset Managements eingesetzt werden. Ziel der Recherche ist es vorhandene Verfahren zu Identifizierung und auf Eignung zum Einsatz im Rahmen der Diagnosesoftware zu bewerten.

WU ET AL. schlagen eine dynamische Risikoeinschätzung vor. Grundlage sind dabei Markov Modelle, welche die Übergänge verschiedener Betriebszustände eines Transformators nachbilden. WU ET AL. stellen drei verschiedene Modellansätze vor:

- Im ersten Ansatz werden die Zustandsänderungen zwischen Betrieb und zufälliger, externer Fehler sowie zwischen Betrieb und alterungsbedingter Fehler nachgebildet. Dabei wird die Fehlerrate des letztgenannten Übergangs durch ein weiteres Markov Modell dynamisch berechnet. Dieses Markov Modell basiert auf dem IEEE DGA Ansatz und bildet die entsprechenden vier Zustände nach (siehe Unterabschnitt 4.1.1.2). Parametriert wird das zusätzliche Markov Modell mittels statistischer Daten. [56]
- Der zweite Ansatz greift das zusätzliche Modell des ersten Ansatzes als Hauptmodell zur Berechnung der Fehlerrate auf. Weiterhin wird der Startzustand des Transformators mittels Kombination von Evidenzen bestimmt. Die Evidenzen bilden Messwerte von den im Öl gelösten Gasen, dem Furangehalt und dem Polarisationsindex des Öls. [57]
- Der dritte Ansatz beschreibt die getrennte Ausfallratenberechnung für einzelne Komponenten. Bei der Berechnung werden die Fehlerraten variiert um beispielsweise Reparatureffekte nachzubilden. Die resultierende Ausfallrate des Gesamtsystems ergibt sich aus der Addition der Komponentenausfallraten. [58]

Alle Modelle von WU ET AL. geben eine Ausfallrate für den Transformator aus. Somit bieten diese Modelle nur eine alternative, statistisch basierte Beschreibung des aktuellen Transformatorzustandes. Für die zu entwickelnde Software ist der Zustand bereits bekannt durch die Diagnose sowie die Zustandsbewertung mittels HI. Da die Ausfallraten statistisch bzw. unter zusätzlicher Berücksichtigung weniger Messwerte basiert sind, ist kein Mehrwert zum bereits implementierte Ansatz zu erwarten.

FU ET AL. beschreiben einen Ansatz zur Risikobewertung des Überlastbetriebes von Transformatoren. Hierzu wird das Alterungsverhalten in Abhängigkeit der aktuellen Last über die Berechnung der Hotspot-Temperatur abgeschätzt. Das Modell zur Berechnung des Alterungsverhaltens besteht aus zwei Komponenten. Die erste beschreibt die allgemeine Zustandsverschlechterung und die zweite bestimmt das Risiko für dielektrische Fehler, welche durch Überlast ausgelöst werden. Um den Einfluss von Unsicherheiten der Randbedingungen, wie die tatsächliche Last oder die Umgebungstemperatur, auf die Hotspot-Temperatur zu berücksichtigen, wurden mittels Monte Carlo Studien Wahrscheinlichkeitsverteilungen bestimmt. Das Risiko wird nach dem klassischen Ansatz aus dem Produkt von Ausfallwahrscheinlichkeit und Ausfallfolge bestimmt [59]. Daher ist das Verfahren von FU ET AL. für den aktuellen Entwicklungsstand der Diagnosesoftware nicht von Bedeutung. Jedoch bietet der Ansatz Potential für eine Weiterentwicklung um:

- Folgen bereits vergangener Überlasten abzuschätzen
- Auswirkungen zu erwartender Überlasten abzuschätzen

Es gibt weitere Ansätze zur Ausfallwahrscheinlichkeit basierten Risikoabschätzung in der Literatur. Da diese aber für den aktuellen Entwicklungsstand der Diagnosesoftware nicht zielführend sind, werden diese nicht näher betrachtet.

TAENGKO und DAMRONGKULKAMJORN [60] stellen einen HI Ansatz vor. Die Besonderheit dieses Verfahrens ist die Abschätzung des Risikos aus dem HI heraus. Hierzu definieren



die Autoren zwei Sub-Indizes. Der erste Sub-Index beschreibt die Historie des Transformators. Hierbei werden Alter, Hersteller oder die mittlere Last berücksichtigt. Im zweiten Sub-Index wird der aktuelle Zustand des Transformators über die Auswertung von Diagnosemessungen, wie der DGA, Wassergehalt oder das Wicklungsverhältnis, bestimmt. Zum einen werden diese Sub-Indizes wie bei HI Verfahren üblich zusammen gewichtet um einen resultierenden HI zu bestimmen. Zum anderen werden die beiden Sub-Indizes in der in Abb. 5-2 dargestellten Risikomatrix aufgetragen. Dadurch ergibt sich je nach Wert der Sub-Indizes eine Risikobewertung für den untersuchten Transformator. Im Rahmen der bisherigen Entwicklungsarbeit wurden bereits verschiedene HI Verfahren analysiert und implementiert (siehe Kapitel 3). Außerdem ist der HI Ansatz von TAENGKO und DAMRONGKULKAMJORN auf eine spezifische Transformatorflotte zugeschnitten. Daher ist die Umsetzung dieses HI Ansatzes nicht zielführend. Der Ansatz zur Risikobewertung ist für das aktuelle Vorhaben nicht verwendbar, da nur die Sub-Indizes des HI berücksichtigt werden. Informationen zu Ausfallfolgen oder Belastung durch Netzurückwirkungen sind in dieser Variante nicht vorhanden.

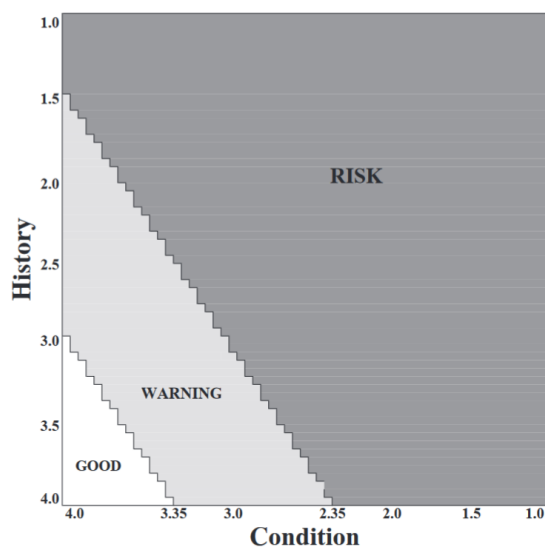


Abb. 5-2: Zuordnung der Sub-Indizes zu einem Betriebsrisiko des betrachteten Transformators [60]

5.3 Fuzzyfizierte Risikomatrix

Aus der Literaturrecherche geht hervor, dass ein verbreiteter Weg zur Risikobewertung von Transformatoren über die Ausfallwahrscheinlichkeit geht. Diese Verfahren beruhen auf statistischen Daten und sind für die gezielte Auswertung einzelner Transformatoren nicht zielführend, da diese das Vorhandensein einer statistisch abgesicherten Datenbasis sowie die entsprechende Auswertung voraussetzen. Einen alternativen Ansatz zur Risikobewertung bietet die Risikomatrix. Hierbei wird die Ausfallwahrscheinlichkeit über die Schwere der Ausfallfolgen aufgetragen. Zu jeder möglichen Wertekombination wird dabei eine Risikoeinschätzung abgegeben. So ist z.B. das Risiko gering, wenn sowohl die Ausfallwahrscheinlichkeit als auch die Ausfallfolgen gering sind. Ein Nachteil dieses Verfahrens ist die Reduktion auf einen zweidimensionalen Zusammenhang. Außerdem müssen bei diesem klassischen Ansatz Zahlen direkt verarbeitet werden. Dies kann entweder durch direktes Festlegen einzelner Wertebereiche und die weitere Verarbeitung dieser erfolgen. Alternativ können die Wertebereiche zunächst verbalisiert werden, um die Verständlichkeit zu erhöhen. Am Bsp. Des HI ist die Verbalisierung gleichbedeutend mit der Zuordnung bestimmter HI Werte zu Zustandsaussagen. Eine einfache Lösung zur verständlichen Bereitstellung einer mehrdimensionalen Risikomatrix bietet die Fuzzy-Logik. Das dieser Ansatz zielführend ist, bestätigen auch MARKOWSKI und MANNAN [61].

Um die Berechnung durch das Fuzzy-Modell möglichst nachvollziehbar zu gestalten, werden alle Modellvariablen im Wertebereich von null bis eins definiert. Für die Bewertung des Betriebsrisikos werden drei Eingangsgrößen berücksichtigt:

- Zustand des Transformators
 - Ergebnis der HI Bewertung
 - Ergebnis der Diagnose
- Belastung des Transformators
- Ausfallfolgen

Der Transformatorzustand leitet sich aus der Bewertung durch die HI Verfahren ab. Zudem muss der Anwender ggf. vorliegende Ergebnisse der Diagnose nach der Schwere beurteilen. Da vorhandene Defekte oder Fehler sich negativ auf den Zustand auswirken, muss eine entsprechende Abwertung des HI erfolgen. Gleiches gilt für HI Berechnungen welche zeigen, dass eine wesentliche Komponente des Transformators in einem schlechten Zustand ist⁴⁵. Ein Vergleich der HI Verfahren hinsichtlich der Zuordnung vom ermittelten HI Wert zum resultierenden Transformatorzustand zeigt, dass mehrheitlich fünf Zustände definiert werden. Auch die Einteilung der HI Werte zu den einzelnen Zuständen stimmt zwischen den meisten Verfahren überein. Daher wird diese Einteilung übernommen. Die auf den Wertebereich des Fuzzy-Modells normierten Wertebereiche sowie die zugehörigen linguistischen Variablen zur Zustandsbewertung sind in Tab. 5-1 aufgeführt.

Tab. 5-1: Zuordnung zwischen HI und Zustandsbewertung eines Transformators

HI	Zustandsbewertung
0,85– 1,00	Sehr gut
0,70– 0,85	Gut
0,50– 0,70	Ausreichend
0,30– 0,50	Schlecht
0,00– 0,30	Sehr schlecht

Der implementierte Diagnoseansatz ist darauf ausgelegt Experten bei der Diagnose zu unterstützen. Da die Fehlerzusammenhänge im Transformator sehr komplex sind, ist eine vollständige Automatisierung dieses Prozesses nicht möglich. Daher muss auch für die Risikobewertung das Ergebnis der Diagnose durch den Experten vorgegeben werden. Hierbei kann der Experte festlegen, dass aufgrund der vorliegenden Diagnoseergebnisse⁴⁶

- keine Einschränkung ($D = 0$),
- eine geringe Einschränkung,
- eine starke Einschränkung oder
- die sofortige Abschaltung ($D = 1$)

für den weiteren Betrieb des Transformators zu erwarten ist. Um diese Angaben beim Transformatorzustand zu berücksichtigen wird ein zusätzliches Hilfsmodell implementiert, welches eine Abwertung des Zustands je nach vorliegender Diagnose vornimmt. Dieses Modell wird ebenfalls als Fuzzy Modell umgesetzt. Das heißt, dass Fuzzy Modell verarbeitet den eingehenden Transformatorzustand HI_{in} zusammen mit dem Diagnoseergebnis D zu einem modifizierten Zustand HI_{aus} . Das Regelwerk ist so aufgebaut, dass der eingehende HI wie folgt zurückgegeben wird:

- $HI_{out} = HI_{in}$, wenn keine Betriebseinschränkung vorliegt

⁴⁵ Der Ausfall einzelner Komponenten wird durch die Mittelung der HI nicht ausreichend berücksichtigt.

⁴⁶ Diese entsprechen gleichzeitig den linguistischen Variablen des Eingangs D .



- $HI_{out} = HI_{in}$ – eine Zustandsbewertung, wenn eine geringe Betriebseinschränkung vorliegt
- $HI_{out} = HI_{in}$ – zwei Zustandsbewertungen, wenn eine starke Betriebseinschränkung vorliegt
- $HI_{out} = 0$, wenn eine sofortige Abschaltung erforderlich ist oder wenn HI_{in} so schlecht ist, dass keine weitere Abwertung mehr möglich ist

Somit muss die Ausgangsvariable HI_{out} des Hilfsmodells die linguistischen Variablen nach Tab. 5-1 erhalten. Zusätzlich wird eine linguistische Variable eingeführt, welche nur den Wert Null abbildet. Die Zuordnung von Zahlenwerten zu den linguistischen Variablen für die Diagnoseergebnisse wird so definiert, dass null bedeutet „keine Einschränkung“ und eins „sofortige Abschaltung“. Da ein erheblicher Unterschied zwischen einer geringen oder einer starken Betriebseinschränkung besteht, werden diese linguistischen Variablen nicht gleichmäßig im Wertebereich aufgeteilt, sondern näher an die zugehörigen Wertebereichsgrenzen. Der Gesamtaufbau des Hilfsmodells ist in Abb. 5-3 veranschaulicht.

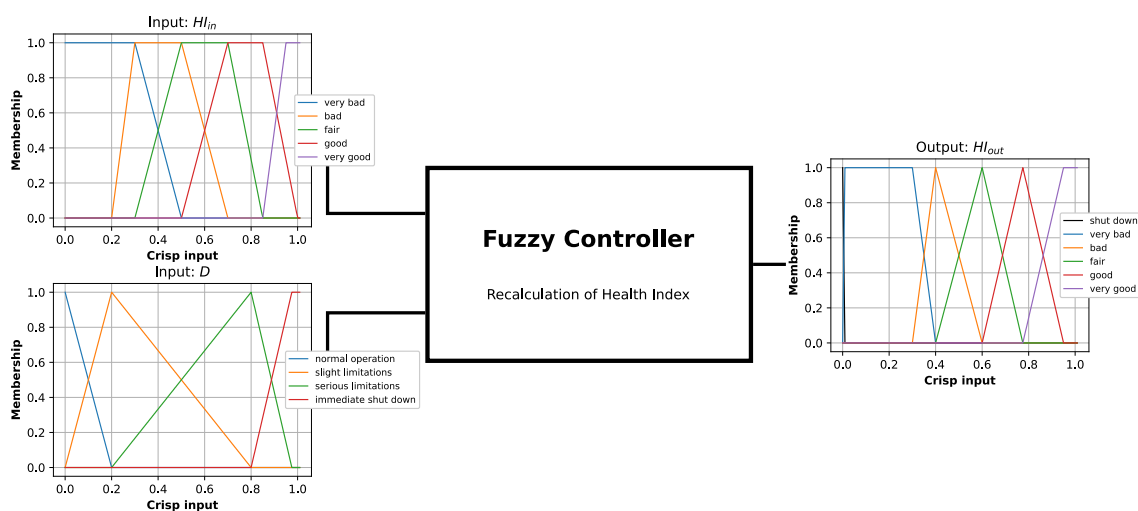


Abb. 5-3: Veranschaulichung der Ein- und Ausgangsgrößen des Fuzzy Controllers zur Neuberechnung des Transformatorzustandes anhand vorliegender Diagnoseinformationen

Die Auslegung der linguistischen Variablen der Ein- und Ausgangsgrößen erfolgte unter der Maßgabe, dass ein stetiges und plausibles Kennfeld entsteht. Für die Variable HI_{in} wurden zunächst für alle repräsentativen Bereiche für jeden Zustand eine Zugehörigkeit von 1 festgelegt. Die linearen Überschneidungen der Bereiche vergleichmäßigen den Übergang im Ausgangskennfeld in Richtung der Variablen HI_{in} . Die Lücke zwischen den Zuständen *sehr gut* und *gut* führt zum Raschen Abfall des resultierenden HI für neue Transformatoren. Für den Eingang D wurden Rampen- und Dreiecksfunktionen gewählt um keine Stufungen in der Ausgangsvariablen in Richtung D zu erhalten. Hierzu mussten ebenfalls für HI_{out} Rampen- und Dreiecksfunktionen festgelegt werden. Die linguistischen Variablen von D sind so festgelegt, dass Defekte eine maßgebliche Verschlechterung des resultierenden HI bewirken. Um das sofortige Abschalten bzw. eine Empfehlung zum Abschalten des Transformators nachzubilden musste für HI_{out} eine weitere linguistische Variable *shut down* eingeführt werden. Diese repräsentiert einen HI von null. Durch den scharfen Abfall dieser Variablen wird der resultierende HI im Fehlerfall auf null festgelegt. Je breiter der Bereich für *shut down* gewählt wird, desto größer ist der Offset von HI_{out} bei kleinen Werten. Um sicherzustellen, dass der resultierende HI durch das Fuzzy Modell nicht vergrößert wird, wird HI_{out} mit HI_{in} verglichen. Anschließend wird der kleinere von beiden Werten als Ergebnis zurückgegeben. Abb. 5-4 zeigt das Kennfeld für die resultierende Zustandsbewertung HI_{out} . Diese Bewertung wird als Eingangsgröße für das Modell zur Risikoeinschätzung weiterverwendet.

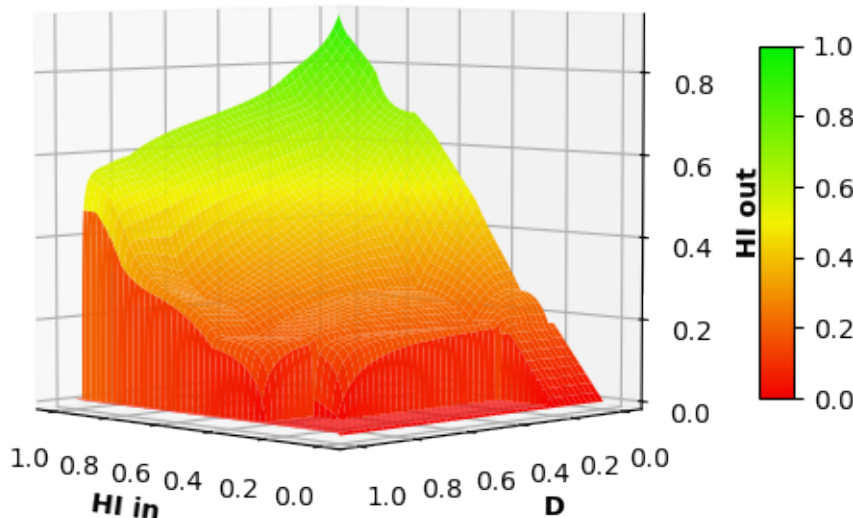


Abb. 5-4: Resultierendes Kennfeld des Fuzzy Modells zur diagnosebasierten Korrektur des HI

Das Gesamtmodell zur Risikoabschätzung besteht aus dem Fuzzy Modell zur diagnosebasierten Korrektur eines HI Wertes sowie dem Fuzzy Modell zur Risikoabschätzung. In Abb. 5-5 ist der Aufbau des Gesamtmodells sowie alle wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen dargestellt.

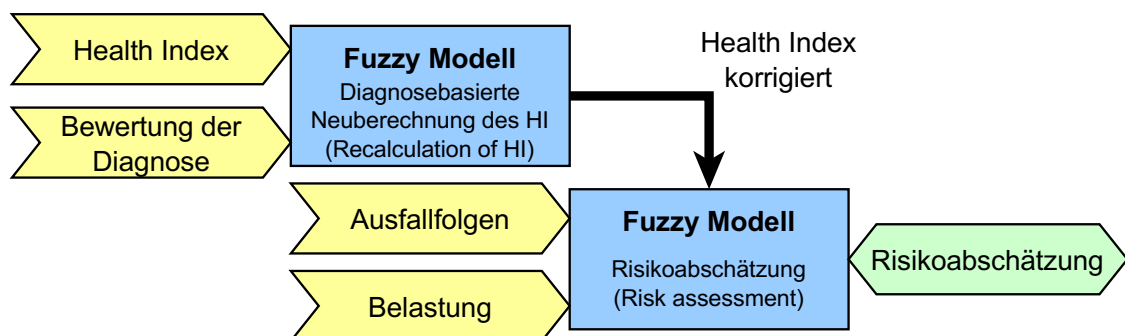


Abb. 5-5: Signalfussbild zum Aufbau des Gesamtmodells zur Abschätzung des Betriebsrisikos eines Transformators

Der Aufbau der Eingangsgröße $HI_{corrected}$ kann direkt von der Ausgangsgröße HI_{out} des Fuzzy Modells zur HI Korrektur übernommen werden. Dadurch wird sichergestellt, dass der HI wie bei der Auslegung angedacht durch das Fuzzy Modell zur Risikoabschätzung interpretiert wird. Für die Ausfallfolgen werden drei linguistische Variablen festgelegt: gering, mittel, schwerwiegend. Bei der Angabe der Ausfallfolgen sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Gefährdung von Menschen durch Schadensfall
- Gefährdung der Umwelt durch Schadensfall
- Unmittelbare Kosten durch Schadensfall (Beschädigungen am Transformator und der Umgebung)
- Folgekosten durch Schadensfall (Betriebsausfälle)

Auch für die Belastung werden drei linguistische Variablen festgelegt: gering, mittel, hoch. Dabei gilt eine geringe Belastung für Transformatoren, welche unter Nennlast betrieben werden und auch wenig externe Belastungen erfahren. Beispiele für externe Belastungen sind Kurzschlüsse im Übergeordneten Netz, Blitzeinschläge oder Rückwirkung des Netzes auf den Transformator. Die Angabe der Eingangsgrößen durch den



Anwender erfolgt wiederum im Wertebereich von null bis eins. Wobei null geringe Belastung oder Ausfallfolgen bedeutet. Der Aufbau der Eingangsgrößen des Fuzzy Modells zur Risikoabschätzung ist in Abb. 5-6 dargestellt.

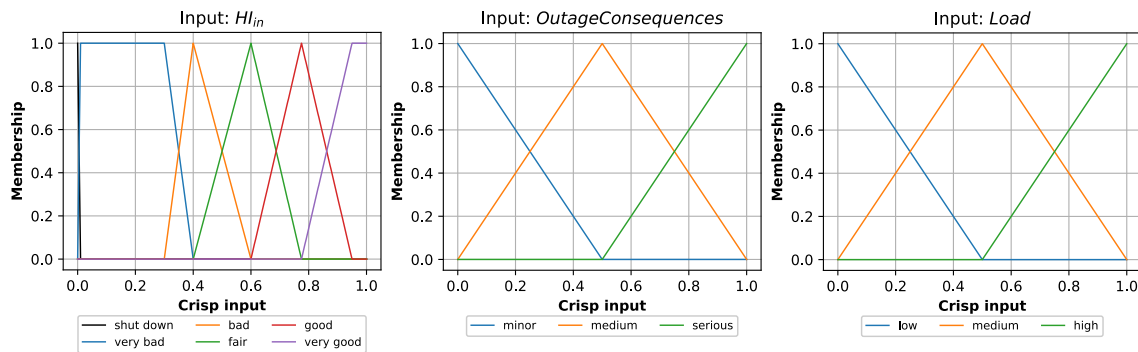


Abb. 5-6: Eingangsgrößen des Fuzzy Modells zur Abschätzung des Betriebsrisikos

Für die Ausgangsgröße *resultierendes Betriebsrisiko* werden fünf linguistische Variablen festgelegt. Dabei geben die Variablen gering, mittel und hoch das Risiko im breiten Wertebereich wider. Um zusätzlich auch die Extremfälle neuwertiger und ausgefallener Transformator abbilden zu können, werden die linguistischen Variablen minimal und maximal für die Wertebereichsgrenzen eingeführt. Grundlegend wird ein geringes Risiko durch Zahlenwerte im Bereich null und ein hohes Risiko durch Zahlenwerte im Bereich eins abgebildet. Abb. 5-7 zeigt den resultierenden Aufbau der Ausgangsgröße des Fuzzy Modells zur Risikoabschätzung.

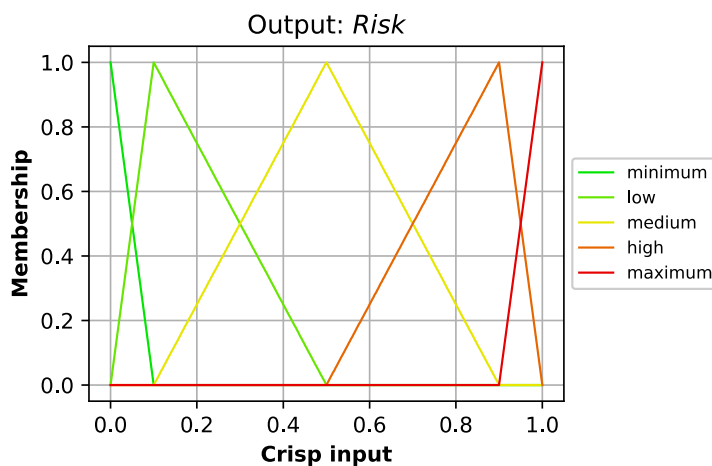


Abb. 5-7: Verteilung der linguistischen Variablen des Ausgangs vom Fuzzy Modell zur Abschätzung des Betriebsrisikos

Das Regelwerk des Fuzzy Modells zur Abschätzung des Betriebsrisikos muss die Zusammenhänge zwischen den Ein- und Ausgangsgrößen plausibel und nachvollziehbar wiedergeben. Da in dem Modell drei Eingangsgrößen verarbeitet werden ist eine Darstellung des Regelwerkes nur mit Hilfe von Diagrammen, welche für höhere Dimensionen konzipiert sind möglich. Dies schwächt die Nachvollziehbarkeit. Das Modell erweitert den klassischen Ansatz der Risikomatrix um eine zusätzliche Berücksichtigung der Transformatorlast. Aus diesem Grund ist es Zielführend das Regelwerk jeweils für einen konstanten Lasteingang (niedrig, mittel oder hoch) zu entwerfen. Dabei gibt die klassische Risikomatrix die folgenden Zusammenhänge wider:

- Wenn der Zustand maximal und die Ausfallfolgen minimal sind, ist das Betriebsrisiko minimal.
- Wenn der Zustand minimal und die Ausfallfolgen maximal sind, ist das Betriebsrisiko maximal.

- Mit Verschlechterung des Zustandes muss das Betriebsrisiko zunehmen.
- Mit Zunahme der Schwere von Ausfallfolgen muss das Betriebsrisiko zunehmen.

Durch dieses Vorgehen kann das Resultierende Kennfeld zwischen Zustandsbewertung, Ausfallfolgen und Betriebsrisiko in einem 3D-Diagramm veranschaulicht werden. Die Last ist als Offset des Risikokennfeldes zu interpretieren. Das heißt, mit Zunahme der Last muss das Risiko über das gesamte Kennfeld ebenfalls zunehmen. Um einen Überblick zum kompletten Regelwerk zu geben, sind alle Regeln in Tab. 5-2 sowie die resultierenden Kennfelder für die zentralen Werte der linguistischen variablen des Lasteingangs in Abb. 5-8 aufgeführt.

Tab. 5-2: Regelwerk des Fuzzy Modells zu Abschätzung des Betriebsrisikos

Risk		OC			OC			OC		
		MINOR	MEDIUM	SERIOUS	MINOR	MEDIUM	SERIOUS	MINOR	MEDIUM	SERIOUS
HI	SHUT_DOWN	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM
	VERY_BAD	MEDIUM	HIGH	MAXIMUM	HIGH	HIGH	MAXIMUM	HIGH	MAXIMUM	MAXIMUM
	BAD	MEDIUM	MEDIUM	HIGH	MEDIUM	HIGH	HIGH	HIGH	HIGH	MAXIMUM
	FAIR	LOW	MEDIUM	MEDIUM	MEDIUM	MEDIUM	HIGH	MEDIUM	HIGH	HIGH
	GOOD	LOW	LOW	MEDIUM	LOW	MEDIUM	MEDIUM	MEDIUM	MEDIUM	HIGH
	VERY_GOOD	MINIMUM	LOW	LOW	MINIMUM	LOW	MEDIUM	LOW	MEDIUM	MEDIUM
			LOW	MEDIUM			HIGH			
Load			Load			Load				

Transformer operational risk at load: 0.0 Transformer operational risk at load: 0.5 Transformer operational risk at load: 1.0

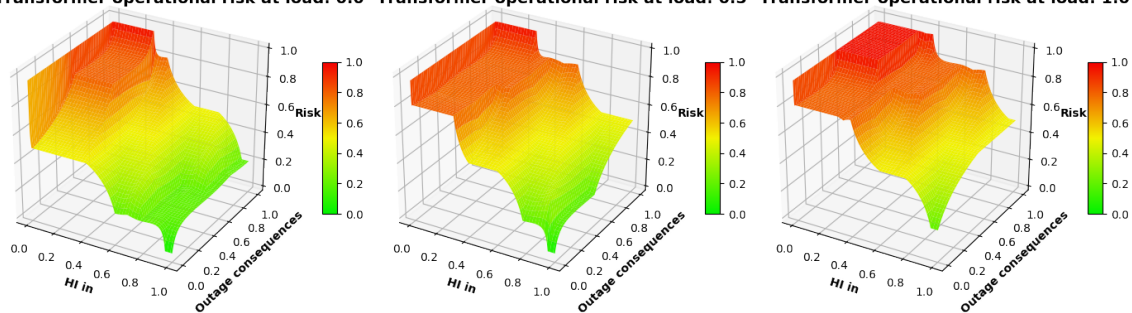


Abb. 5-8: Resultierende Kennfelder des Fuzzy Modells zur Abschätzung des Betriebsrisikos für kleine, mittlere und hohe Belastung eines Transformators

Für die Umsetzung des Modells in der Software ist es zielführend die notwendigen Nutzereingaben über Schieberegler zu realisieren. Dabei sollte ein zusätzliches Farbelement die Auswirkung auf das Risiko signalisieren (grün geringe Auswirkung, gelb mittlere Auswirkung, rot starke Auswirkung). Die Ausgabe des ermittelten Betriebsrisikos sollte durch drei Elemente erfolgen:

1. Ampel zur Signalisierung des grundlegenden Risikos
2. Zahlenwert zwischen null und eins für detailliertere Angaben
3. Schriftliche Ausgabe des Namens der linguistischen Variablen mit der größten Zugehörigkeit (MINIMUM, LOW, MEDIUM, HIGH, MAXIMUM)

In Abb. 5-9 ist der mögliche Aufbau eines Bedienelements zur Parametrierung des Risikomoduls dargestellt.



- Verbale Rückmeldung zum eingestellten Wert
 - Linguistischer Wert mit größter Zugehörigkeit
- Optische Rückmeldung durch Farbskalierung
 - Anlehnung an das Ampelprinzip

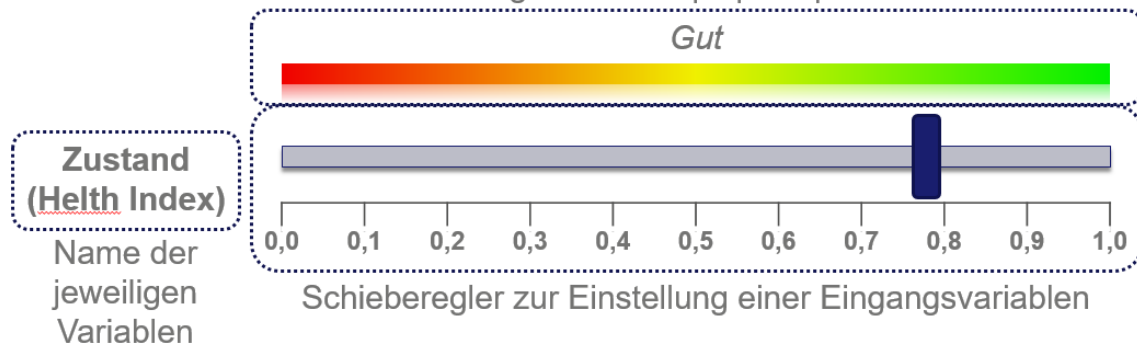


Abb. 5-9: Bsp. für Anwenderschnittstelle zur Bedienung des Risikomoduls

6 Validierung des DaFA-Schemas

Der graphbasierte Diagnosealgorithmus verwendet ein Schema, welches die Zusammenhänge zwischen den Transformatorkomponenten, möglichen Defekten bzw. Fehlern sowie geeigneten Messverfahren zur Detektion der Defekte bzw. Fehler enthält. Aufgrund der hohen technischen Komplexität des Betriebsmittels Transformators ist das DaFA-Schema sehr umfangreich. Daher ist eine händische Beurteilung aller Zusammenhänge sehr schwer. Aus diesem Grund ist ein automatisiertes Bewertungsverfahren zur Diagnosequalität, basierend auf realen Transformatordaten, besser geeignet um die Qualität des DaFA-Schemas zu beurteilen. Anhand eines solchen Validierungsverfahrens können die Testfälle identifiziert werden, für welche ungenaue Diagnoseergebnisse bestimmt werden. Anschließend können die betroffenen Teile des DaFA-Schemas analysiert und verbessert werden. Die automatisierte Validierung erlaubt anschließend ein schnelles Durchrechnen aller Testfälle und die Überprüfung der durchgeführten Anpassungen. Die Voraussetzung für die Automatisierung des Validierungsprozesses sind:

- Automatisiertes Durchrechnen eines bzw. mehrerer Testfälle
- Bewertungsschema für die Diagnosequalität
- Geeignete Ergebnispräsentation zu jedem Testlauf
- Anwenderoberfläche zur Konfiguration und Ausführung einer Validierungsrechnung.

In den nachfolgenden Abschnitten wird die Umsetzung dieser Punkte beschrieben.

6.1 Automatisierte Evaluierung von Test-Fällen

Im Rahmen der Entwicklung des DaFA-Schemas wurden verschiedene Ansätze für Diagnosealgorithmen diskutiert. Als geeignet wurde ein graphbasierter Algorithmus identifiziert, welcher die Diagnoseergebnisse direkt aus dem inversen DaFA-Schema extrahiert (siehe Unterabschnitt 2.4.2). Für den Test des Algorithmus wurde zunächst eine Python basierte Lösung implementiert. Somit wurde die Voraussetzung für eine automatisierte Evaluierung bereits in der Entwicklungsphase geschaffen. Da sich sowohl die in Python verwendete networkx Bibliothek zur Verarbeitung von Graphen als auch das DaFA-Schema im Rahmen der Projektarbeit weiterentwickelt haben, waren kleine Anpassungen an den bestehenden Funktionen notwendig:

- Syntax-Anpassungen von Funktionsaufrufen der networkx Bibliothek
- Anpassen der Diagnosefunktionen auf ein komplettes DaFA-Schema für den gesamten Transformator (vorher wurden mehrere Schemata für die Hauptkomponenten angewendet)

Die Funktionstauglichkeit der Anpassungen wurden anhand des in Abb. 6-1 dargestellten Testgraphen überprüft.

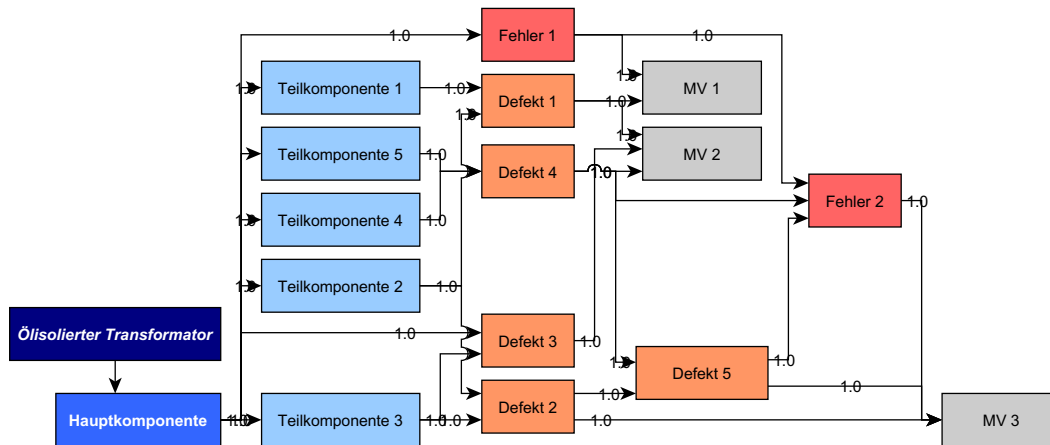


Abb. 6-1: Einfaches DaFA-Schema zum Test der Anpassungen an dem Auswertungsalgorithmus

6.2 Bewertung der Diagnosequalität

Um ein geeignetes Bewertungsschema zu entwickeln, müssen zunächst die Bewertungskriterien sowie die Menge der möglichen Bewertungsergebnisse identifiziert werden. Hauptkriterium der Diagnose ist das Finden des korrekten Defektes / Fehlers im Transformator anhand der gegebenen Messwertinformation bzw. -interpretation. Darüber hinaus ist eine Lokalisation der Fehlerstelle von Bedeutung. Da jedoch der Fehlerort nicht für jeden Fall eindeutig bestimmt werden kann, sollte die Bewertung der Lokalisierung bei der Gesamtbewertung der Diagnosequalität einen geringen Einfluss haben. Daher wird bei der Bewertung die Qualität des Lokalisierungsergebnisses nur als Zusatzinformation ausgegeben:

1. Fehlerort stimmt mit durch den Algorithmus gefundenen Fehlerort überein.
2. Es wurden mehrere Fehlerorte gefunden und der tatsächliche Fehlerort ist mit in der Auflistung.
3. Es wurden mehrere Fehlerorte gefunden aber der tatsächliche Fehlerort ist nicht mit in der Auflistung.

Da das DaFA-Schema für eine unbekannte, große Menge verschiedener Transformatorfehler gute Aussagen treffen muss, muss der Aufbau generisch sein. Daher sind sowohl die Lokalisierungsergebnisse 1 und 2 als sehr gut zu bewerten. Lediglich bei Ergebnis 3 ist eine Überprüfung des Schemas im Validierungsprozess ratsam⁴⁷.

Kern der Bewertung der Diagnosequalität ist der Vergleich der tatsächlich vorhandenen Fehler mit den durch den Algorithmus gefundenen Fehlern. Um hierbei die Vergleichbarkeit sicherzustellen, müssen zunächst die tatsächlichen Fehler den zutreffenden Fehlertexten im DaFA-Schema zugeordnet werden. Hierbei ist es wichtig, dass diese Zuordnung ohne Berücksichtigung der Messverfahren geschieht, da diese Verbindungsschicht Schwerpunkt der Diagnose ist. Damit wird bei der Validierung vor allem dieser Teil des Schemas überprüft. Lässt sich jedoch ein tatsächlicher Fehler nicht zuordnen, muss zunächst das DaFA-Schema so erweitert werden, dass

- der in der Praxis vorkommende Fehler durch das Schema erkannt wird und
- der generische Charakter des Schemas nicht verfälscht wird.

Sobald die Vergleichbarkeit zwischen den Test-Fällen und dem DaFA-Schema hergestellt wurde, sind folgende Diagnoseergebnisse möglich:

⁴⁷ Hierbei ist im Einzelnen zu Prüfen ob das Hinzufügen einer neuen Verbindung zwischen Defekt / Fehler und der jeweiligen Transformator Komponente zulässig ist.

1. Die tatsächlichen Fehler stimmen komplett mit den identifizierten Fehlern überein.
2. Die tatsächlichen Fehler sind vollständig unter den identifizierten Fehlern und zusätzlich am höchsten priorisiert.
3. Die tatsächlichen Fehler sind vollständig unter den identifizierten Fehlern, jedoch in der Priorität nicht komplett an vorderster Stelle.
4. Die tatsächlichen Fehler sind unvollständig unter den identifizierten Fehlern, jedoch sind die vorhandenen am höchsten priorisiert.
5. Die tatsächlichen Fehler sind unvollständig unter den identifizierten Fehlern und zusätzlich haben die vorhandenen nicht vollständig die höchste Priorität.
6. Unter den identifizierten Fehlern befindet sich kein tatsächlicher Fehler.

Auch bei der Fehleridentifikation kann aufgrund des generischen Charakters des DaFA-Schemas nicht erwartet werden, dass für jeden Fall ausschließlich die erwarteten Fehler ausgegeben werden. Dennoch müssen die erwarteten Fehler am höchsten Priorisiert werden. Somit sind sowohl Fall 1 als auch Fall 2 das beste mögliche Ergebnis. Die nachfolgenden Fälle präsentieren in absteigender Reihenfolge schlechter werdende Ergebnisse. Somit ist Fall 6 das Ergebnis mit 0 Punkten. Durch die Zusammenfassung von Fall 1 und 2 sind max. 4 Punkte zu erreichen. Tab. 6-1 fasst die möglichen Bewertungskriterien für die DaFA-Validierung zusammen.

Tab. 6-1: Bewertungskriterien für die DaFA-Validierung

Fehleridentifikation	Bewertung	Lokalisierung	Ausgabe
Fall 1	4/4	Fall 1	OK
Fall 2	4/4	Fall 2	OK
Fall 3	3/4	Fall 3	Warnung
Fall 4	2/4		
Fall 5	1/4		
Fall 6	0/4		

6.3 Präsentation der Validierungsergebnisse

Die Ergebnispräsentation muss eine effiziente Validierungsarbeit ermöglichen. Das heißt, die Ergebnisse einer Validierungsrechnung müssen so abgespeichert bzw. aufgearbeitet werden, dass

- schnell ein Überblick zur Validierungsrechnung gewonnen werden kann und
- zu jedem Testfall alle notwendigen Details zu gegebenenfalls notwendigen Anpassungen im DaFA-Schema vorliegen.

Aus diesem Grund bietet sich das Erstellen kompakter pdf-Berichten an. Diese enthalten eine Übersichtsseite zur Erfüllung der ersten Anforderung. Anschließend folgen die Falldetails. Wobei für jeden Fall der Umfang von einer Seite nicht überschritten werden darf.

Die Übersichtsseite muss folgende Informationen bereitstellen:

- Überschrift: „Validierung DaFA-Schema“
 - Sub-Überschrift: Name Validierungsdurchlauf / Name DaFA-Datei
- Verbale Zusammenfassung der relevanten Informationen
 - Anzahl Testfälle
 - Erreichte Punktzahl (von max. Punktzahl)
- Visualisierung der Ergebnisse
 - Histogramm zur Punkteverteilung
 - Diagramm zur Punktzahl jedes Testfalls



Auf den Fallseiten müssen jeweils die nachfolgenden Informationen zu finden sein:

- Fall-Nummer als Überschrift
- Bestätigte Defekte / Fehler und Orte
- Erreichte Punktzahl
- Ergebnis der Lokalisierung
- Detektierte Defekte / Fehler
- Auszug der gefundenen Diagnoseaussagen (Beschränkung auf die ersten Ergebnisse)
- Details bei schlechter Diagnose
 - Nicht gefundene Fehlerorte
 - Nicht gefundene / zu schwach priorisierte Defekte / Fehler

6.4 Anwenderoberfläche für die DaFA-Validierung

Auch die Anwenderoberfläche muss eine effiziente Arbeitsweise zur Validierung unterstützen. Daher sollen Anpassungen, wie z.B. eine veränderte DaFA-Datei, durch die Anwenderoberfläche schnell durchgeführt werden können. Dies wird durch die in der nachfolgenden Abb. 6-2 dargestellten Oberfläche erreicht. Um das Design der Oberfläche von der Funktionalität der Anwendung zu trennen, wurde die Oberfläche in einer gesonderten ui-Datei abgespeichert. Diese Datei wird anschließend im Code des Hauptprogramms eingebunden.

Abb. 6-2: Anwenderoberfläche zum DaFA-Validierungstool

Die Oberfläche besteht aus drei Eingabefeldern:

1. Ort und Name der DaFA-Datei im gml-Format
2. Ort und Name der Datei mit den Testfällen im xlsx-Format
3. Name des Validierungsfalls

Es ist davon auszugehen, dass während der Validierung das DaFA-Schema häufig angepasst werden muss. Daher wurde hierfür zusätzlich ein gesondertes Datei-Auswahlmenü implementiert. Dieses ist über den Button mit dem „...“-Text zu erreichen. Weiterhin löst der Button „Berechnen“ eine Validierungsrechnung aus. Über den Button „Exit“ kann das Programm beendet werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Das SMART-TR Projekt hatte die Entwicklung einer innovativen und flexiblen Monitoringlösung für Verteil- und Leistungstransformatoren zum Ziel. Da bereits viele Diagnose- und Bewertungsmöglichkeiten für Transformatoren vorhanden sind, diese aber unterschiedliche Funktionsprinzipien haben, wurde das Hauptaugenmerk im SMART-TR Projekt auf das Zusammenführen bestehenden Wissens gelegt. Dabei war das Projektteam der HSZG für die methodischen bzw. algorithmischen Untersuchungen verantwortlich. Kernaufgabe der HTWK waren die physikalischen bzw. technischen Zusammenhänge sowie das Implementieren der Algorithmen in einem Software-Prototypen.

Basis des Lösungsansatzes war die Entwicklung eines modular aufgebauten Gesamtmodells. Dessen wesentliche Komponenten sind:

- Zustandsbewertung
 - Diagnose
 - Health-Index
- Risikobewertung
- Prognose

In Abstimmung mit den Industriepartnern wurde zu Projektbeginn festgelegt, dass die Arbeiten auf die Module Zustandsbewertung und Risikobewertung zu fokussieren sind.

Um jeweils den Stand der Technik zu den einzelnen Modulhalten zu erfassen, wurden zielgerichtete, umfangreiche Recherchen durchgeführt. Als Ergebnis wurden hierbei

- diagnoserelevante Zusammenhänge für Transformatoren als grafische Wissensbasis,
- eine Übersicht zu den wesentlichen HI Verfahren,
- eine Übersicht zu den wesentlichen DGA Verfahren sowie
- aktuelle Herangehensweisen zur Abschätzung des Betriebsrisikos

erarbeitet.

Basierend auf der graphischen Wissensbasis wurde ein Diagnosealgorithmus entwickelt, welcher Handlungsweisen von Experten nachempfunden. Dieser Algorithmus erfüllt die Anforderungen an die Flexibilität in mehrfacher Hinsicht. Zum einen können bei der Diagnose beliebige Messverfahren verarbeitet werden. Zusätzliche Eingangsinformationen führen dabei zu einer Schärfung der Diagnoseaussage. Dagegen führen widersprüchliche Messwerte zu einer Schwächung zugehöriger Diagnosen. Aufgrund dieser Eigenschaft ist es gelungen die Plausibilitätsprüfung der Eingangsdaten im Diagnosealgorithmus direkt zu verankern. Zum anderen ist die Wissensbasis des Diagnosealgorithmus austauschbar, dies ermöglicht die Übertragbarkeit auf weitere technische und nicht-technische Prozesse. Für die Validierung des Diagnosealgorithmus wurde eine Methode zur Bewertung der Diagnoseergebnisse erarbeitet. Basierend auf dieser Methode, wurde ein Tool zur automatischen Validierung und Ergebnisaufbereitung entwickelt. Mit diesem Tool konnten verschiedene durch die Industriepartner bereitgestellte Fehlerfälle überprüft und bestätigt werden. Somit ist dieses Tool auch für die kontinuierliche Weiterentwicklung von graphischen Wissensbasen geeignet.

Nachdem der Stand zu aktuellen HI Verfahren erarbeitet wurde, erfolgte eine Auswahl der für das Zustandsbewertungsmodul relevanten Verfahren. Für die Auswahl waren vor allem die notwendigen Eingangsinformationen relevant. Diese sollten möglichst wenige subjektive Einflüsse aufweisen. Außerdem wurden auch Verfahren mit wenig Parametern ausgewählt, so dass auch eine HI Bestimmung bei Transformationen mit wenig



Messinformationen ermöglicht wird. Somit wurden für das Modul zur Zustandsbewertung acht verschiedene HI verfahren implementiert.

Neben den klassischen, auf festen Wichtungsfaktoren basierenden, HI Verfahren wurde mit dem entropiebasierten HI eine alternative Herangehensweise zur Zustandsbestimmung analysiert. Dabei haben sich die fehlende Vergleichbarkeit sowie der fehlende absolute Bezug dieses HI als gravierender Nachteil herausgestellt. Um diesen Nachteil auszugleichen, wurde das Verfahren weiterentwickelt. Hierdurch wird es ermöglicht den Zustand eines Transformators direkt zu bewerten. Auch die Vergleichbarkeit zwischen mehreren Transformatoren wird durch das weiterentwickelte HI Verfahren hergestellt.

Das Modul zur Risikobewertung besteht aus einem diagnosekorrigierten Betriebsmittelzustand sowie einer erweiterten Risikomatrix. Das Modell für die Korrektur der Zustandsbewertung basiert auf einem Fuzzy-Controller, dessen Regelwerk in der Lage ist eine bestehende HI Bewertung hinsichtlich zusätzlicher Eingangsinformationen aus dem Diagnosemodul abzuwerten. Alle betrachteten HI verfahren ist gemein, dass einzelne Transformatorenfehler, durch die den Verfahren inhärente Mittelwertbildung, einen zu geringen Einfluss in der Ausgangsgröße haben. Das neu entwickelte Korrekturmodell gleicht diesen Nachteil aus. Auch die erweiterte Risikomatrix wurde mit Hilfe eines Fuzzy-Controllers umgesetzt. Dabei werden die Eingangsgrößen der klassischen Risikomatrix, Betriebsmittelzustand und Ausfallfolgen, berücksichtigt. Zusätzlich wird die Matrix um eine Dimension für die Belastung des Betriebsmittels erweitert. Dies ermöglicht es bei der Risikoabschätzung auch die aktuellen Anforderungen, wie z.B. Lastumkehr oder erhöhte Belastung, einzubeziehen.

Die DGA ist ein wichtiges Verfahren der Transformatorendiagnose und wurde daher sehr detailliert betrachtet. Basierend auf den Rechercheergebnissen wurden alle gängigen Verfahren für die Verwendung in der Software implementiert. Da im Zuge der Validierung Widersprüche zwischen den einzelnen Verfahren deutlich wurden, wurde außerdem eine Methode entwickelt alle Verfahren zu Vergleichen. Hierbei kommt die Monte-Carlo-Simulation für den eigentlichen Vergleich zum Einsatz. Die Visualisierung der Simulationsergebnisse erfolgt mittels einer Matrix aus Streudiagrammen um die vielen Einflussgrößen nachvollziehbar darzustellen.

Für die Zustandsbewertung von Durchführungen ist die Verlustfaktormessung ein aussagekräftiges Werkzeug. In diesem Zusammenhang wurde ein vielversprechender Lösungsansatz zur Kompensation der Temperaturabhängigkeit recherchiert. Um diesen Ansatz detailliert nachvollziehen und in eine für die Praxis taugliche Lösung zu überführen, wurde eine Versuchsanlage konzipiert und umgesetzt, welche die notwendigen thermischen Untersuchungen ermöglicht.

Mit der Herleitung fraktaler Eigenschaften von Hilbert-Spektren, wurde ein neuartiges Verfahren zur Klassifikation von transienten Prozessgrößen untersucht und implementiert. Denn dieses Verfahren hat das Potential Untersuchungen zu Rückwirkungen des übergeordneten Netzes auf einen Transformator zu unterstützen.

7.2 Ausblick

Entsprechend der verschiedenen Teilergebnissen des SMART-TR Projektes ergeben sich auch verschiedene Arbeitspakete für weiterführende Untersuchungen. Vorrangig ist dabei die begleitende Erprobung des Softwarewerkzeugs für die Zustands- und Risikobewertung von Transformatoren. Aus methodischer Sicht sind dabei die folgenden Schwerpunkte und Fragestellungen relevant:

- Zustandsbewertung
 - Sind durch die implementierten Verfahren alle Fälle der Praxis abgedeckt?
 - In wie fern unterscheiden sich die Bewertungsergebnisse einzelner Verfahren?

- Werden weitere HI Verfahren benötigt?
- Diagnose: Kontinuierliche Weiterentwicklung der Wissensbasis. Hierbei ist vor allem das Ergänzen neuer Fehlerszenarien unter Beibehalten des generischen Charakters von Bedeutung

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die Analyse von Prognosealgorithmen. Die Einbindung der Prognose wird durch die Struktur des Gesamtmodells, welches im aktuellen Vorhaben entwickelt wurde vorgegeben. Dieses sieht vor, eine Prognose auf die einzelnen Messdaten anzuwenden und somit die Ergebnisse der Zustands- sowie Risikobewertung zu extrapolieren. Anhand der Erfahrungen aus dem aktuellen Projekt, sind Regressionsfunktionen auf Basis neuerer Messwerte sowie das Training von KNN, angewendet auf einen kompletten Datensatz, für eine Prognose vielversprechend. Beiden Herangehensweisen gemein muss dabei die geschickte Einteilung von Trainings- und Testdaten sein. Die Einteilung muss so erfolgen, dass sowohl aussagekräftige Modelle als auch valide Tests der Modelle ermöglicht werden. In den weiterführenden Untersuchungen müssen diese Konzepte detailliert analysiert und anhand möglichst verschiedenartiger Messdaten überprüft werden. Außerdem muss ein Implementierungskonzept erarbeitet werden, welches diese Methoden auch für Experten anderer Fachgebiete zugänglich macht.

Basierend auf der im aktuellen Vorhaben errichteten Versuchsanlage sind weitere Analysen zum thermischen Verhalten von Transformatordurchführungen durchzuführen. Ziel dieser Arbeiten ist das Erarbeiten eines thermischen Modells, welches die praxisnahe Anwendung bestehender Verfahren zur Temperaturkorrektur von Messungen ermöglicht.

Außerdem ergibt sich anhand des Verfahrens zur Herleitung von Klassifikationseigenschaften anhand der Hilbert-Spektren transienter Signale ein weiteres Arbeitsfeld. Dieses liegt in der Analyse von transienten Lastereignissen für Transformatoren. Hierbei ist die allgemeine Festlegung von Ereignissen sowie deren Auswirkung auf den Transformator bzw. dessen Isolationssystem von Bedeutung. Erkenntnisse aus diesem Themengebiet erlauben auch die Weiterentwicklung der Last-Komponente des Risikomoduls.



8 Literaturverzeichnis

- [1] CIGRE, Hrsg., *Guide on transformer intelligent condition monitoring (TCIM) systems*. Paris: Cigré, 2015.
- [2] guuinic-phi, „GUIDE for Life Management Techniques For Power Transformers Prepared by CIGRE WG A2.18“, S. 1–133, Jan. 2003.
- [3] H. Laux, R. M. Gillenkirch, und H. Y. Schenk-Mathes, *Entscheidungstheorie*, 8., erw. Und vollst. überarb. Aufl. Berlin: Springer Gabler, 2012.
- [4] F. Ortiz, I. Fernandez, A. Ortiz, C. J. Renedo, F. Delgado, und C. Fernandez, „Health indexes for power transformers: a case study“, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Bd. 32, Nr. 5, S. 7–17, Sep. 2016.
- [5] I. G. N. S. Hernanda, A. C. Mulyana, D. A. Asfani, I. M. Y. Negara, und D. Fahmi, „Application of health index method for transformer condition assessment“, in *TENCON 2014 - 2014 IEEE Region 10 Conference*, Bangkok, Thailand, 2014, S. 1–6.
- [6] Li En-Wen und Song Bin, „Transformer health status evaluation model based on multi-feature factors“, in *2014 International Conference on Power System Technology*, Chengdu, 2014, S. 1417–1422.
- [7] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, und J. Service, „An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers“, in *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Vancouver, BC, 2008, S. 192–196.
- [8] A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, und W. Fan, „An approach to power transformer asset management using health index“, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Bd. 25, Nr. 2, S. 20–34, März 2009.
- [9] B. Gorgan, P. V. Notingher, L. V. Badicu, und G. Tanasescu, „CALCULATION OF POWER TRANSFORMERS HEALTH INDEXES“, S. 7.
- [10] G. Tanasescu u. a., „Assessment of Power Transformers Conditions Based on Health Index“, in *CIGRÉ Regional South-East European Conference, At Sibiu*, 2012.
- [11] J. Haema und R. Phadungthin, „Condition assessment of the health index for power transformer“, in *2012 Power Engineering and Automation Conference*, Wuhan, Hubei, China, 2012, S. 1–4.
- [12] J. Haema und R. Phadungthin, „Development of condition evaluation for power transformer maintenance“, in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, Istanbul, Turkey, 2013, S. 620–623.
- [13] B. Vahidi und H. Zeinoddini-Meymand, „Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters“, *IET Sci. Meas. Technol.*, Bd. 10, Nr. 7, S. 823–830, Okt. 2016.
- [14] M. Ahmed, M. Elkhatab, M. Salama, und K. B. Shaban, „Transformer Health Index estimation using Orthogonal Wavelet Network“, in *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, London, ON, Canada, 2015, S. 120–124.

- [15] K. I. Mohamadeen, R. M. Sharkawy, und M. M. Salama, „Binary cat swarm optimization versus binary particle swarm optimization for transformer health index determination“, in *2014 International Conference on Engineering and Technology (ICET)*, Cairo, Egypt, 2014, S. 1–5.
- [16] A. D. Ashkezari, Hui Ma, T. K. Saha, und C. Ekanayake, „Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers“, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, Bd. 20, Nr. 3, S. 965–973, Juni 2013.
- [17] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama, und M. Ibrahim, „Determination of transformer health condition using artificial neural networks“, in *2011 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications*, Istanbul, Turkey, 2011, S. 1–5.
- [18] A. D. Ashkezari, Hui Ma, C. Ekanayake, und T. K. Saha, „Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index“, in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2012, S. 1–7.
- [19] H. Malik, A. Azeem, und R. K. Jarial, „Application research based on modern-technology for transformer Health Index estimation“, in *International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices*, Chemnitz, Germany, 2012, S. 1–7.
- [20] Y. Zhou, L. Ma, J. Yang, und C. Xia, „Entropy Weight Health Index method of power transformer condition assessment“, in *The Proceedings of 2011 9th International Conference on Reliability, Maintainability and Safety*, Guiyang, China, 2011, S. 426–431.
- [21] F. Scatiggio und M. Pompili, „Health index: The TERNA’s practical approach for transformers fleet management“, in *2013 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, Ottawa, ON, Canada, 2013, S. 178–182.
- [22] F. Scatiggio, L. Calcara, und M. Pompili, „Risk prevention for HV transformers: Beyond the health index“, in *2016 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, Montreal, QC, Canada, 2016, S. 182–185.
- [23] C. Xie, G. Zou, H. Wang, und Y. Jin, „A new condition assessment method for distribution transformers based on operation data and record text mining technique“, in *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Xi’an, China, 2016, S. 1–7.
- [24] „IEEE Std C57.104-1991 (Revision of IEEE C57.104-1978) IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers“, S. 36.
- [25] Dno. W. Group, „DNO Common Network Asset Indices Methodology, Version 1.0“, ofgem, 2016.
- [26] A. Küchler, *Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen*, 4. Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [27] „On-Line Monitoring of Electrical Apparatus in Large Power Plants“, S. 1–8, Aug. 2013.
- [28] ABB Management Services Ltd, *ABB Service Handbook for Transformers*, 3rd Edition. ABB, 2007.
- [29] M. Eklund, P. Jarman, und M. Edwall, Hrsg., *Transformer oil handbook*, 3. ed. Stockholm: Nynas AB, 2010.



- [30] T. V. Oommen, „Adjustments to Gas-in-Oil Analysis Data Due to Gas Distribution Possibilities in Power Transformers“, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, Bd. PAS-101, S. 1716–1722, 1982.
- [31] *DIN EN 60599:2008-02 In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase*. Norm, 2008.
- [32] M. Duval, „The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers“, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Bd. 24, Nr. 6, S. 22–29, Nov. 2008.
- [33] „The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers“, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Bd. 30, Nr. 6, S. 9–12, Nov. 2014.
- [34] M. Fischer, J. A. Patil, und S. Tenbohlen, „Interpretation der Gas-in-Öl-Analysen von Leistungstransformatoren durch Einsatz von Fuzzy Logik mit dem Ziel einer präziseren IT-gestützten Zustandserfassung“, S. 6.
- [35] J. Aragón Gómez, „Experimental investigations on the dissolved gas analysis method (DGA) through simulation of electrical and thermal faults in transformer oil“, PhD Thesis, Duisburg, Essen, 2014.
- [36] M. Fischer, J. A. Patil, und S. Tenbohlen, „Improvement of dissolved gas analysis (DGA) by means of experimental investigations of generated fault gases and a fuzzy logic based interpretation scheme“, in *XV International Symposium on High Voltage Engineering the University of Ljubljana*, Slovenien, 2007.
- [37] R. Müller, H. Schliesing, und K. Soldner, „Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase“, *Elektrizitätswirtschaft*, Bd. Jahrgang 73, Nr. Heft 23, 1974.
- [38] A. J. Kachler, „Requirements for Power Transformer Operations and Maintenance“, gehalten auf der ETG Diagnostic Fachtagung, Kassel, 19-Sep-2006.
- [39] I. Atanasova-Höhlein, „DGA - Method in the Past and for the Future“, 9th Diagnostic Conference, Siofok, Hungary, 2009.
- [40] N. A. Muhamad, B. T. Phung, T. R. Blackburn, und K. . Lai, „Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Transformer Mineral Oil“, in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 2007, S. 45–50.
- [41] E. Bräsel, G. GmbH, und U. Sasum, „Online Transformer Gas Diagnostics on the Basis of IEC 60567/60599“, S. 5.
- [42] E. Bräsel und U. Sasum, „Universelles Fehlergasdreieck für die Transformatorendiagnostik“, *EW- Mag. Für Energiewirtschaft*, Bd. 108, Nr. 17–18, S. 70–75, 2009.
- [43] J. J. Dukarm, „Transformer oil diagnosis using fuzzy logic and neural networks“, in *Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, BC, Canada, 1993, S. 329–332.
- [44] J. Golarz, „Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) techniques and interpretations“, in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, TX, USA, 2016, S. 1–5.

- [45] A. K. Sridhar, P. Mishra, R. Jayaganthan, und R. Sarathi, „Analysis of water droplet initiated discharges on silicone rubber insulating material adopting Hilbert huang transform“, in *2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, Toyohashi, 2017, S. 589–592.
- [46] Jaidev Deshpande, „Documentation of pyHHT package“ . .
- [47] H. O. Peitgen, H. Jürgens, und D. Saupe, *Chaos and Fractals: New Frontiers of Science*. Springer New York, 2006.
- [48] J. Li, Q. Du, und C. Sun, „An improved box-counting method for image fractal dimension estimation“, *Pattern Recognit.*, Bd. 42, S. 2460–2469, 2009.
- [49] R. F. Voss, „Characterization and Measurement of Random Fractals“, *Phys. Scr.*, Bd. T13, S. 27–32, Jan. 1986.
- [50] D. M. Robalino, „Accurate temperature correction of dissipation factor data for oil-impregnated paper insulation bushings: Field experience“, in *2011 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Cancun, Mexico, 2011, S. 251–254.
- [51] M. H. Zink und K. Hopf, „CORRECTION OF TEMPERATURE FOR DIELECTRIC MEASUREMENTS IN TIME DOMAIN“, in *The 20th International Symposium on High Voltage Engineering*, Buenos Aires, Argentina, 2017, S. 6.
- [52] M. H. Zink, F. Berger, A. Küchler, und M. Schäfer, *Zustandsbewertung betriebsgealterter Hochspannungstransformatordurchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum mittels dielektrischer Diagnose*. Ilmenau: Univ.-Verl. Ilmenau, 2013.
- [53] T. Suwnansri, „Asset management of power transformer: Optimization of operation and maintenance costs“, in *2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, Chonburi, Thailand, 2014, S. 1–4.
- [54] A. E. B. Abu-Elanien und M. M. A. Salama, „Asset management techniques for transformers“, *Electr. Power Syst. Res.*, Bd. 80, Nr. 4, S. 456–464, Apr. 2010.
- [55] M. Arshad und S. M. Islam, „A Novel Fuzzy Logic Technique for Power Transformer Asset Management“, in *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting*, Tampa, FL, 2006, Bd. 1, S. 276–286.
- [56] L. Ning, W. Wu, B. Zhang, und P. Zhang, „A time-varying transformer outage model for on-line operational risk assessment“, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Bd. 33, Nr. 3, S. 600–607, März 2011.
- [57] Guoqiang Ji, Wenchuan Wu, und Boming Zhang, „Transformer aging failure rate evaluation method based on evidence theory for operational risk assessment“, in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China, 2012, S. 1–5.
- [58] G. Ji, W. Wu, B. Zhang, und H. Sun, „A renewal-process-based component outage model considering the effects of aging and maintenance“, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Bd. 44, Nr. 1, S. 52–59, Jan. 2013.
- [59] W. Fu, „Risk Assessment for Transformer Loading“, *IEEE Trans. POWER Syst.*, Bd. 16, Nr. 3, S. 8, 2001.



- [60] K. Taengko und P. Damrongkulkamjorn, „Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index“, in *2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2013, S. 1–6.
- [61] A. S. Markowski und M. S. Mannan, „Fuzzy risk matrix“, *J. Hazard. Mater.*, Bd. 159, Nr. 1, S. 152–157, Nov. 2008.

9 Veröffentlichungen & Patente

9.1 Veröffentlichungen

Kittan, S.; Kornhuber, S.; Kästel, P.; Nitsche, G.; Valtin, G.; Weise, M.; Küger, M.; Friedrich, T.; Lukas, M.: „*Using a Graph Based Knowledge Representation Approach in Diagnostics of Power Transformers*“, The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, 28.8.-1.9.2017, Buenos Aires, Argentina

Kittan, S.; Kornhuber, S.: „*Vergleich der Ergebnisse der DGA Bewertung durch verschiedene Algorithmen im multidimensionalen Raum der Fehlertypen*“, Transformer Life Management Konferenz, 18.-19. September 2017, Willingen

Kittan, S.; Kornhuber, S.; Kästel, P.; Nitsche, G.; Valtin, G.; Weise, M.: „*Graphenbasierte Wissensstrukturierung als Basis der Zustandsbewertung von Transformatoren*“, Oberlausitzer Energie-Symposium, 25./26. Oktober 2017, Zittau

Kästel, P.; Nitsche, G.; Valtin, G.; Weise, M.; Kittan, S.; Kornhuber, S.: „*Modularer Monitoringansatz für Verteil- und Leistungstransformatoren*“, Fachkonferenz Elektro-, Leit- und Informationstechnik, 16.-17. Mai 2018, Potsdam

Kittan, S.; Kornhuber, S.; Kästel, P.; Nitsche, G.; Valtin, G.; Weise, M.: „*Review and Implementation of Transformer Health Index Methods in line with the Development of a Condition Assessment Tool*“, International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostika), 4.-7. September 2018, Pilsen, Czech Republic

Kittan, S.; Kornhuber, S.: „*Beitrag zur Weiterentwicklung von entropiebasierenden Health Index Verfahren*“, Transformer Life Management Konferenz, 24.-25. September 2018, Neuss

9.2 Patente und Patentanmeldungen

9.2.1 Patentanmeldungen

Kittan, S.; Kornhuber, S.; Kästel, P.; Nitsche, G.; Weise, M.; Valtin, G.: „*Verfahren und Einrichtung zur Ermittlung des Zustandes einer technischen Anlage oder eines technischen Betriebsmittels*“; 10 2020 003 569.8; Anmeldetag 7.6.2020

9.2.2 Erteilte Patente

Kittan, S.; Kornhuber, S.: „*Verfahren und Einrichtung zur Bestimmung des Zustands elektrischer Betriebsmittel der Hochspannungstechnik und der Leistungselektronik*“; DE 10 2018 007 248.8, Anmeldetag 7.9.2018



10 Anlagen

10.1 Gegenüberstellung der Health-Index Verfahren

Tab. 10-1: Gegenüberstellung der Untersuchten HI Verfahren (Abkürzungen: KE – Keine Einschränkung, KA – Keine Angaben)

	<i>HI_{HMANF}</i> [4], [5]	<i>HI_{LS}</i> [4], [6]	<i>HI_{JPCSF}</i> [8]	<i>HI_{GNBT}</i> [9]	<i>HI_{ZV}</i> [13]	<i>HI_{AESS}</i> [14]	<i>HI_{MSS}</i> [15]	<i>HI_{AMSE}</i> [16]	<i>HI_{NCPWS}</i> [7]	<i>HI_{MAJ}</i> [19]	<i>HI_{HP}</i> [11], [12]	<i>HI_{ZMYX}</i> [20]	<i>HI_{ASI}</i> [17]
Spannungsebene⁴⁸	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE
Elektrische Leistung⁴⁸	1,6MVA - 135MVA	1,6MVA - 135MVA	KA	KA	1,25MVA - 100MVA	KA	KE	KA	KA	33MVA	KA	KE	KE
Isolationsmedium⁴⁸	Öl	Öl	Öl	Öl	Öl	Öl	Ölt	Ölt	Öl	Ölt	Öl	KE	Öl
Kühlsystem⁴⁸	ONAN, ONAF, OFWF	ONAN, ONAF, OFWF	KA	KA	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE	KE
Durchführungen⁴⁸	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Wartungs-historie	Ja	Ja	Nein
Stufenschalter⁴⁸	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein
Übertragbarkeit⁴⁸	Ja	Ja	Ja	Ja	Einge-schränkt	Einge-schränkt	Einge-schränkt	Einge-schränkt	Ja	Ja	Ja	Ja	Einge-schränkt
Enthält Subjektive Parameter/Kenngrößen⁴⁹	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Bei Exper-tenein-schätzung	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
Parameteranzahl⁵⁰	8	8	24	27	10	7	6 / 4	6	20	8	21	beliebig	7
Verfügbarkeit der verwendeten Parameter⁵¹	Sehr gut	Sehr gut	Gut	Gut	Ausrei-chend	Gut	Sehr gut	Sehr gut	Sehr gut	Ausrei-chend/Gut	Gut	Sehr gut	Sehr gut
Güte der Einschätzung bei Test in Veröffentlichung⁵²	Ausrei-chend bis gut	Sehr Gut	Keine Speziel-len Test-fälle	Gegen-über <i>HI_{JPCSF}</i> besser	Sehr Gut	Nur Nach-bildung <i>HI_{JPCSF}</i> be-wertet	Sehr Gut	Sehr gut (Training) Gut (Klas-sifikation)	Keine Aus-sage zur Güte	Keine Aus-sage zur Güte	Keine Aussage zur Güte	Ausrei-chend	Sehr gute Klassifikation
Angaben nachvollziehbar⁵³	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Einge-schränkt	Einge-schränkt	Ja	Einge-schränkt	Ja	Ja	Nein

⁴⁸ Bezieht sich auf die zum jeweiligen Health Index gemachten Angaben zu getesteten Transformatoren bzw. zum Anwendungsfeld.

⁴⁹ Subjektive Parameter sind schwer erfassbar, können die Diagnosegüte beeinflussen und nicht reproduzierbar machen. Daher ist die Verwendung subjektiver Einschätzung von Nachteil.

⁵⁰ Ein Maß im welchen Umfang zur Verfügung stehende Informationen verwendet werden (Gase im Öl werden als ein Parameter betrachtet).

⁵¹ Sind verwendete Parameter schwer oder nicht zu bestimmen, kann der Health Index nicht oder nur basierend auf einer Abschätzung der unbekannt Parameter bestimmt werden. Dies schränkt die Anwendbarkeit des jeweiligen HI ein.

⁵² Aussage zur Güte des Health Indizes (sehr gut, gut, ausreichend, schlecht, sehr schlecht)

⁵³ Wichtig für das Implementieren der jeweiligen Methodik. Nur wenn dies gegeben ist, ist der jeweilige Health Index für das aktuelle Vorhaben von Bedeutung.



10.2 Darstellung Diagnoseergebnisse DGA Verfahren

10.2.1 Streudiagramme

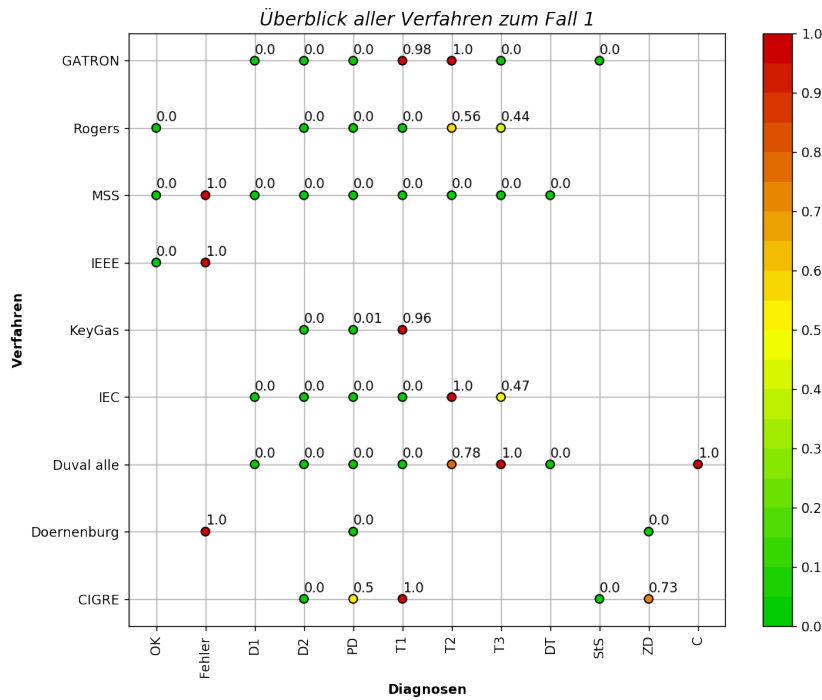


Abb. 10-1: Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 1

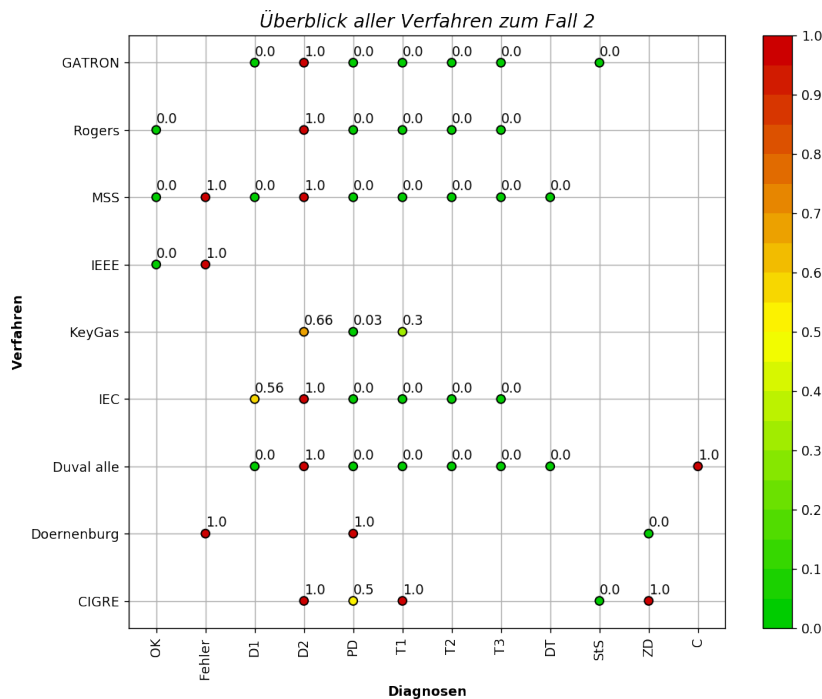


Abb. 10-2: Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 2

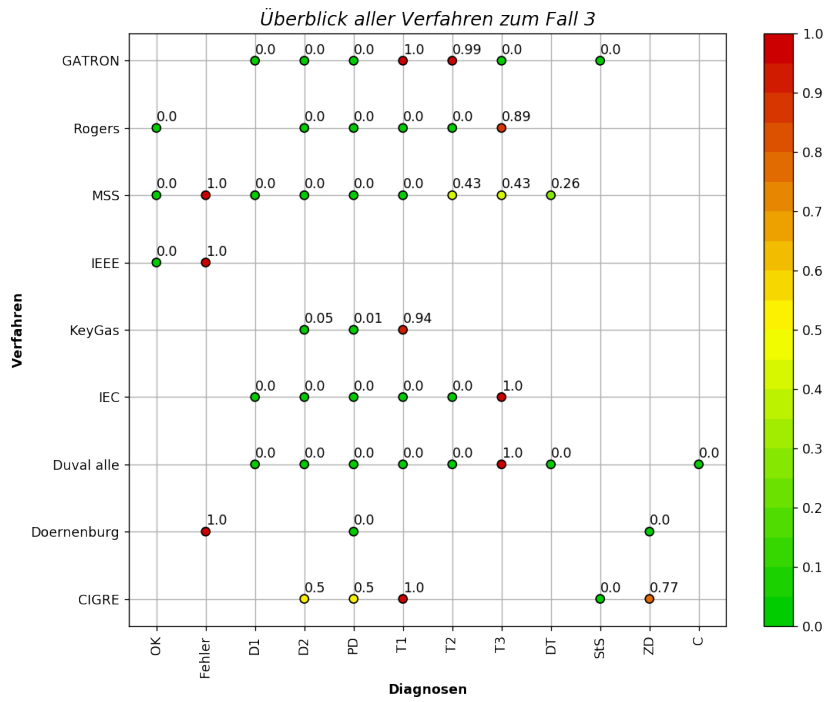


Abb. 10-3: Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 3

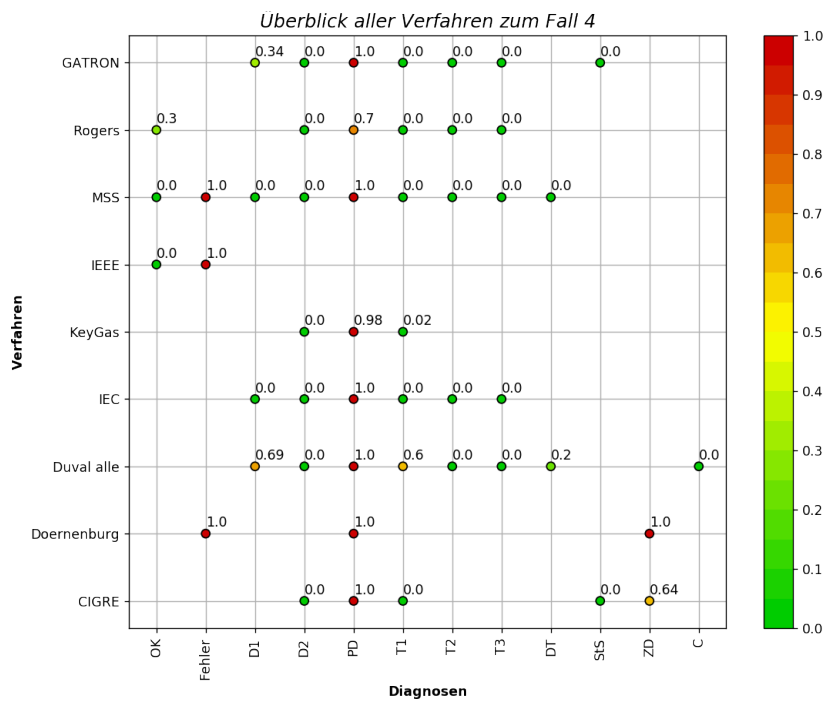


Abb. 10-4: Streudiagramm zu allen DGA Diagnosen des Validierungsfalls 4



10.2.2 Übersichtsdigramme

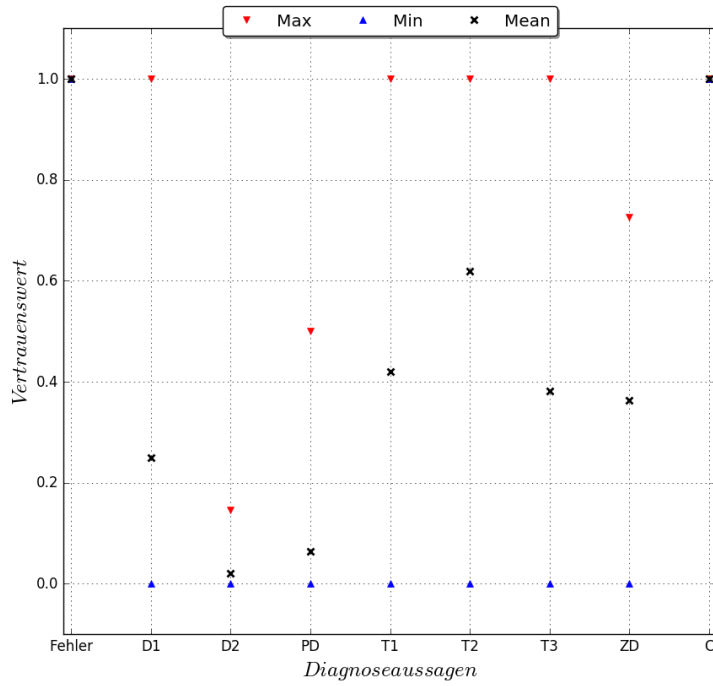


Abb. 10-5: Übersichtsdigramm zum DGA Validierungsfall 1

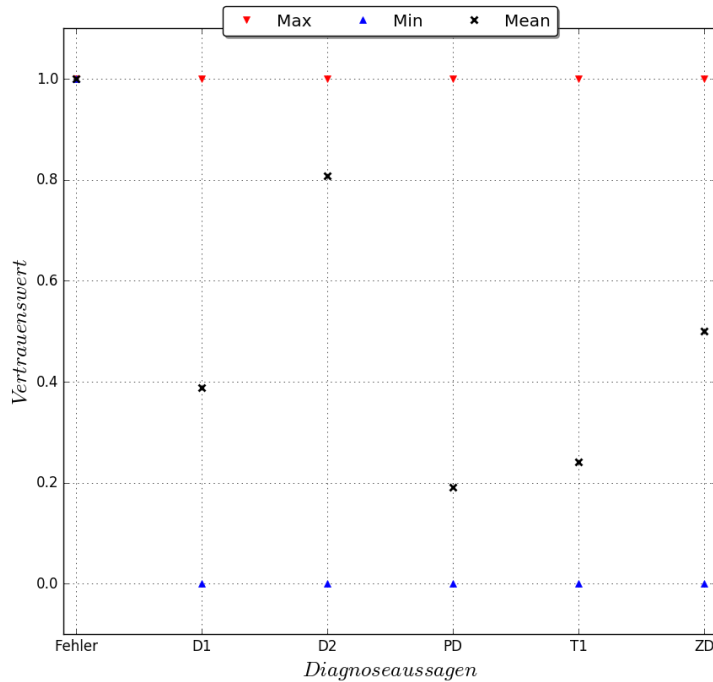


Abb. 10-6: Übersichtsdigramm zum DGA Validierungsfall 2

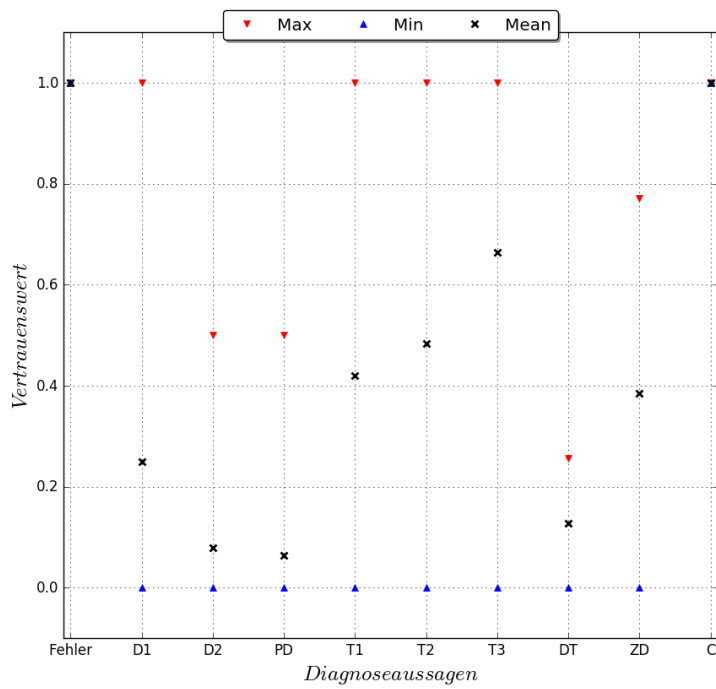


Abb. 10-7: Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 3

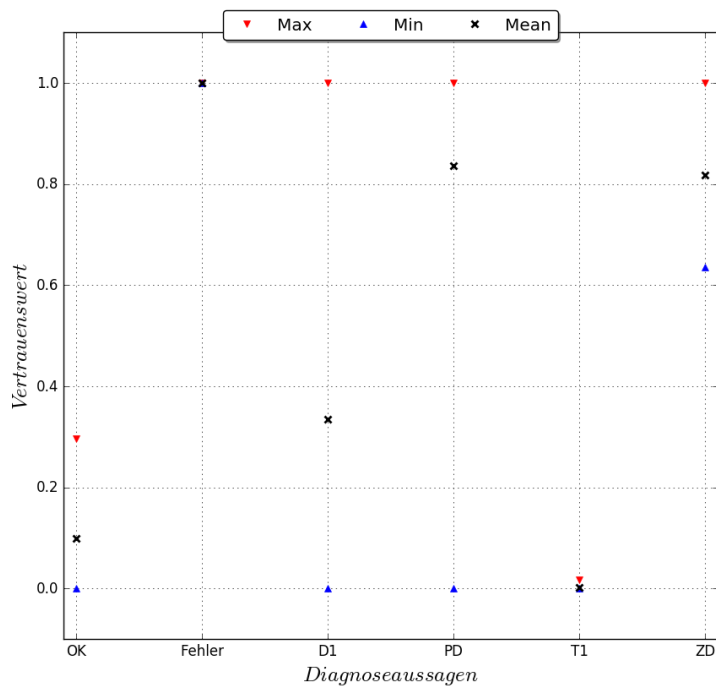


Abb. 10-8: Übersichtsdiagramm zum DGA Validierungsfall 4