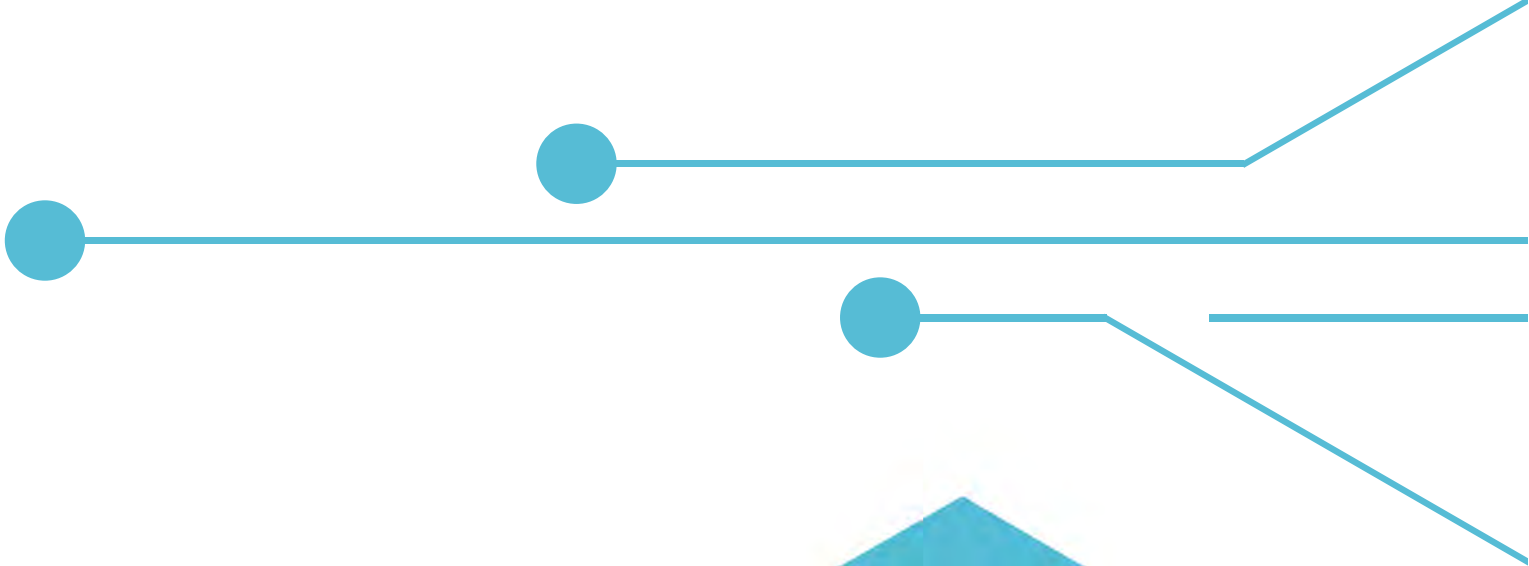




Internationales Dokument

Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energie- versorgungsnetzen

VDE FNN-Hinweis, Juni 2022

*Dieses Dokument wurde zusammen mit
Verbänden unserer Nachbarländer erarbeitet.
Es hat keinen ordentlichen VSE Vernehmlassungsprozess
durchlaufen, wurde aber von der entsprechenden VSE Kommission
für gut befunden*





Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen

Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse

Version 2
Juni 2022



Inhalt

1 Motivation und Ziele	12
2 Angepasste Anforderungen	13
2.1 Definition von Normal- und Störbetrieb	13
2.2 Fehlerklärungszeit und ihre Bestandteile	15
2.3 Verhalten im Störbetrieb (Schutzverhalten)	15
2.3.1 Entkopplungsschutz	15
2.3.2 Automatische Letztmaßnahmen	16
2.4 Verhalten im kritischen Systemzustand (Regelverhalten)	16
3 Einflussfaktoren auf die Frequenz	18
3.1 Frequenz in der elektrischen Energietechnik	18
3.1.1 Allgemeine Betrachtungen zu Wechselspannungen und Drehstromsystemen	18
3.1.2 Wechselstromtechnik: zweiphasige Messung	19
3.1.3 Drehstromsystem: dreiphasige Messung	20
3.2 Digitale Messverfahren	20
3.2.1 Messung der Periodendauer	20
3.2.2 Frequenzmessung basierend auf Nulldurchgangserkennung	20
3.2.3 Frequenzmessung basierend auf Zeiger	21
3.2.4 Weitere Beispiele für verwendete Algorithmen für zweiphasige Messung	22
3.3 Ursachen für Störgrößen bei der Frequenzmessung	22
3.3.1 Nichtlineare Bauelemente im Netz	23
3.3.2 Magnetische und kapazitive Kopplungen	23
3.3.3 Lastsprünge	23
3.3.4 Erd- und Kurzschlüsse	24
3.3.5 Schaltvorgänge	24
3.3.6 Frequenzumrichter	24
3.4 Auswahl der Messgrößen	25
3.5 Messanforderungen und Maßnahmen gegen Störgrößen	25
4 Schutztechnische Anwendungen der Frequenzänderungsgeschwindigkeit	26
4.1 Einleitung und Definitionen	26
4.2 Messverfahren und Messalgorithmen	26
4.3 Anwendungen der ROCOF-Funktion	29
4.3.1 ROCOF-Anwendung für den adaptiven Unterfrequenzlastabwurf	29
4.3.2 Anwendung für Inselerkennung und gesteuerte Inselbildung	31
4.3.3 Grenzen der Anwendung	32
4.3.4 Typische Einstellwerte und Funktionsweisen	33
4.4 Prüfungen	36
5 Hinweis zur Prüfung mit Harmonischen	38
5.1 Grundlagen	38
5.1.1 Rotierender Zeiger und Phasenverschiebung der Grund- und Oberschwingung	38

5.1.2	Frequenzänderung	38
5.2	Festlegung der Oberschwingungsparameter	39
5.2.1	Genauigkeitsprüfung	39
5.2.2	Stabilitätsprüfung	40
6	Blockierung der Frequenzauslösung	42
7	Simulation eines Unterfrequenzschutzes bei Lastabwurf	43
7.1	Zielsetzung	43
7.2	Unterfrequenzschutz-Messprinzip	43
7.3	Modellbildung und Simulation	44
7.4	Verhalten mit synthetisch erzeugten Spannungsverläufen	44
7.5	Verhalten mit aufgezeichneten Stördaten aus verschiedenen Netzen	47
7.6	Verhalten mit Netzmodell-Messdaten	49
7.7	Algorithmus-Varianten für die Frequenzmessung	50
7.8	Schlussfolgerungen	51
8	Reale Frequenzverläufe	52
9	Empfehlungen zum Prüfen	57
9.1	Randbedingungen der Prüfung des Frequenzschutzes	57
9.1.1	Frequenzsprung oder quasistetige Frequenzänderung	57
9.1.2	Frequenzgradient	57
9.1.3	Einfluss von Störgrößen	58
9.1.4	Synthese von Spannungsverläufen ohne Momentanwertsprung nach Frequenzwechsel	59
9.1.5	Wiederholung von Prüfungen	61
9.1.6	Sprünge des Frequenzgradienten	61
9.1.7	Pulsrampen	61
9.2	Empfehlung zur Prüfung verschiedener Frequenzschutz- und ROCOF-Funktionen	61
9.2.1	Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen	61
9.2.2	Applikationsprüfungen des Unterfrequenz- und Überfrequenzschutz	61
9.2.3	Zusätzliche Wirkleistungsbestimmung	62
9.2.4	ROCOF-Funktion	62
9.2.5	Zusammengesetzte Funktionen	62
9.3	Störgrößen	62
9.3.1	Phasensprung	62
9.3.2	Amplitudensprung	63
9.3.3	Nullspannungen	63
9.3.4	Harmonische und zwischenharmonische Schwingungen	63
9.4	Empfehlung zur Applikationsprüfung (Akzeptanzprüfung) des Unterfrequenzschutzes für den Lastabwurf	63
9.4.1	Ziele der Applikationsprüfung	63
9.4.2	Abgrenzung zu IEC 60255-181	64
9.4.3	Vorgaben zum Prüfablauf	64
9.4.4	Festlegung der Prüfanforderungen	64

9.4.5	Blockade bei Unterspannung	65
9.4.6	Genauigkeit und Auslösezeit ohne Störgrößen.....	66
9.4.7	Genauigkeit und Auslösezeit bei einem Phasensprung	66
9.4.8	Genauigkeit und Auslösezeit bei einem Spannungssprung	67
9.4.9	Genauigkeit und Auslösezeit bei Harmonischen und Zwischenharmonischen....	68
9.4.10	Genauigkeit und Auslösezeit bei überlagerter Nullspannung.....	70
9.4.11	Wiederholungs- und Inbetriebnahmeprüfungen.....	71
9.4.12	Übersicht und Varianten.....	71
9.4.13	Anmerkungen.....	71
10	Anforderungen an den Leistungsschalter	73
11	Frequenzmessung Stromrichter.....	75
11.1	Stromrichter und Frequenzmessung	75
11.2	Einfache PLL zur Frequenzermittlung	75
11.3	PLL zur Frequenzermittlung bei unsymmetrischer Spannung.....	75
12	Ausblick	78
13	Literaturverzeichnis	80

Bildverzeichnis

Bild 1	Notwendige Funktionsblöcke der Frequenzmessung	12
Bild 2	Definition der einzelnen Bestandteile einer Fehlerklärungszeit.....	14
Bild 3	Darstellung der harmonischen Sinusschwingung als Projektion des rotierenden komplexen Zeigers U	18
Bild 4	Darstellung der harmonischen Schwingung als rotierender komplexer Zeiger.....	19
Bild 5	Beispiel der Darstellung eines stationären hochohmigen Erdschlusses in Raumzeiger-Darstellung	20
Bild 6	Frequenzmessung basierend auf Nulldurchgangserkennung	21
Bild 7	Lineare Approximation zur Berechnung des Nulldurchgangs	21
Bild 8	Ergebnis der DFT: Zeigerdarstellung der Spektrallinie für die Frequenz f_0	22
Bild 9	Bild aus der IEC 60255-181 [3]	23
Bild 10	Amplitudensprung	23
Bild 11	Phasensprung	23
Bild 12	Erdschluss in einem gelöschten Netz: Leiter-Erde-Spannungen eines Erdschlusses und verkettete Spannung u_{12} eines Erdschlusses; mehrfache Nulldurchgänge können auftreten	24
Bild 13	Entfernter Kurzschluss [5]	24
Bild 14	Spannung mit abklingendem Gleichanteil	24
Bild 15	Rückwirkung Frequenzumrichter [5].....	25
Bild 16	Prinzip der ROCOF-Bestimmung	27
Bild 17	Beispiel einer ROCOF-Funktion	27
Bild 18	Frequenzverlauf mit ROCOF Blockier- und Auslösevorgängen.....	28
Bild 19	Blockdiagramm zum Prinzip der Frequenzberechnung	29
Bild 20	Frequenz und df/dt -Verläufe bei einer 21 % Erzeugungsdefizit in einem 35 GW Verbundsystem mit UFLA [6]	30
Bild 21	Mögliche Grundstrukturen eines Unterfrequenzlastabwurfs mit ROCOF	30
Bild 22	Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf (Beschleunigung der $f <$ -Stufe 1).....	31
Bild 23	Stabilisierung der ROCOF-Auslösekennlinie mit Frequenzabweichung	32
Bild 24	Dynamisches Modell der rotierenden Massen und Frequenzabhängigkeit der Lasten.....	34
Bild 25	Leistungsdefizit bei einer gegebenen ROCOF-Einstellung in Abhängigkeit der Ansprechverzögerung	34
Bild 26	Koordinierung der Ansprech- und Rückfallzeiten der Verknüpfung $f <$ & $ROCOF >$	35
Bild 27	Koordinierung der $f <$ & $ROCOF >$ Funktion mit dem Unterfrequenzschutz der Erzeugungseinheiten	35
Bild 28	Beispiel für adaptiven UFLA	36
Bild 29	Leiter-Erde-Spannungsverläufe; Grundschiwingung (50 Hz) überlagert mit 6 % fünfter und 5 % siebter Harmonischer	40
Bild 30	Leiter-Leiter-Spannungsverläufe, gemäß Bild 29	40
Bild 31	Leiter-Erde-Spannungsverläufe; Grundschiwingung (49,8 Hz) überlagert mit beispielhaft 20 % fünfter und 20 % siebter Harmonischer	41

Bild 32	Leiter-Leiter-Spannungsverläufe, gemäß Bild 31	41
Bild 33	Zeigerbasierter Algorithmus zur Frequenzmessung	43
Bild 34	Modell für einen beispielhaften Unterfrequenzschutz	44
Bild 35	Rampenförmiger Frequenz-Rückgang mit Auslösung bei Unterfrequenz	45
Bild 36	Rampenförmiger Frequenz-Rückgang ohne Auslösung bei Unterfrequenz	45
Bild 37	Amplitudensprung ohne Auslösung am Ende einer Frequenzrampe	46
Bild 38	Phasensprung mit Auslösung am Ende einer Frequenzrampe	46
Bild 39	Rampenförmiger Frequenz-Rückgang mit Oberschwingungen	47
Bild 40	Simulierte Frequenzmessung bei einer Störung im europäischen Verbundnetz am 10.01.2019	48
Bild 41	Simulierte Frequenzmessung beim Blackout in der Türkei vom 31. März 2015 [12]	48
Bild 42	Simulierte Frequenzmessung mit Stördaten eines realen Relais „f2“ bei Lastabwurf	49
Bild 43	Simulierte Frequenzmessung bei Lastabwurf für eine Netzmodell- Aufzeichnung	50
Bild 44	Algorithmus-Varianten für Frequenzmessung bei rampenförmigem Frequenz- Rückgang mit Oberschwingungen und Phasensprung	51
Bild 45	Frequenzverläufe von Großstörungen, „IT – 28.09.2003“ [13] und „DE – 04.11.2006“ [14]	53
Bild 46	Frequenzverläufe von Großstörungen, „TR – 31.03.2015“ [12] und „AU – 28.09.2016“ [15]	54
Bild 47	Frequenzverläufe zum Zeitpunkt der Abtrennung der Iberischen Halbinsel am 24.07.2021	55
Bild 48	Scheitelpunkt der Netzfrequenz – Frequenzverläufe, Netzspannungen und Spannungswinkeldifferenz	56
Bild 49	COMTRADE-Auswertung Merida-UFLS-Relais	56
Bild 50	Prüfung zur Bestimmung der Auslösezeit; a) mit stetiger Frequenzänderung b) mit Frequenzsprung	57
Bild 51	Auslösezeit und gemessene Auslösezeit bei geringem Frequenzgradient; a) obere Toleranzgrenze b) untere Toleranzgrenze	58
Bild 52	Störgrößenfreier Frequenzsprung	60
Bild 53	Frequenzvariation ohne Anpassung der Phasenlage	60
Bild 54	Frequenzverlauf der Prüfung – Blockade bei Unterspannung, keine Überfunktion	65
Bild 55	Frequenzverlauf der Prüfung – Blockade bei Unterspannung, keine Unterfunktion	65
Bild 56	Frequenzverlauf der Prüfung – ohne Störgrößen, keine Überfunktion	66
Bild 57	Frequenzverlauf der Prüfung – ohne Störgrößen, keine Unterfunktion	66
Bild 58	Frequenzverlauf der Prüfung – Phasensprung, keine Überfunktion	67
Bild 59	Frequenzverlauf der Prüfung – Phasensprung, keine Unterfunktion	67
Bild 60	Frequenzverlauf der Prüfung – Spannungssprung, keine Überfunktion	68
Bild 61	Frequenzverlauf der Prüfung – Spannungssprung, keine Unterfunktion	68
Bild 62	Frequenzverlauf der Prüfung – (Zwischen-)Harmonische, keine Überfunktion	69
Bild 63	Frequenzverlauf der Prüfung – (Zwischen-)Harmonische, keine Unterfunktion	69
Bild 64	Frequenzverlauf der Prüfung – überlagerte Nullspannung, keine Überfunktion	70

Bild 65	Frequenzverlauf der Prüfung – überlagerte Nullspannung, keine Unterfunktion....	71
Bild 66	Weg-Zeit-Diagramm eines typischen Mittelspannungs- Vakuumleistungsschalters.....	73
Bild 67	Einfache PLL.....	75
Bild 68	Bode-Diagramm einer Bandsperre (Notch-Filter)	76
Bild 69	PLL mit Notch-Filter für Mitsystemkomponente.....	77
Bild 70	Optimierungsaufgaben bezüglich eines gemeinsamen Systemschutzes in Bezug auf die Verarbeitung der Frequenzmessung	78
Bild 71	Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf (Beschleunigung der $f <$ -Stufe 1).....	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht relevanter VDE-Anwendungsregeln	13
Tabelle 2	Toleranzband für den normalen Netzbetrieb gemäß VDE-Anwendungsregeln ...	14
Tabelle 3	Einstellempfehlung Frequenzschutz gemäß VDE-Anwendungsregeln.....	15
Tabelle 4	Rahmenbedingungen UFLA.....	16
Tabelle 5	Erforderliche Maßnahmen für typische maximale Wirkleistungssprünge.....	36
Tabelle 6	Maximal zulässige Oberschwingungspegel in öffentlichen Mittelspannungsnetzen nach IEC 61000-2-12; THD _{Max} = 8 %	39
Tabelle 7	Testergebnisse ohne Störgrößen.....	59
Tabelle 8	Ausgewählte Testergebnisse mit zusätzlichem Phasensprung	59
Tabelle 9	Prüfanforderungen.....	64
Tabelle 10	Übersicht der Prüfungen	72

Abkürzungsverzeichnis

ADC	Analog-Digital-Converter
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
CBLS	Contingency Based Load Shedding
DFT	Diskrete Fourier-Transformation
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
FFT	Fast-Fourier-Transformation
FIR	Finite-Impulse-Response
IIR	Infinite-Impuls-Response
LS	Leistungsschalter
LSE	Least-Square-Estimation
NC ER	Network Code Electricity Emergency and Restoration
NDZ	Non-Detection-Zone
PLL	Phase-Locked-Loop
PMU	Phasor Measurement Unit
ROCOF	Rate of Change of Frequency
SFR	Simplified-Frequency-Response
THD	Total Harmonic Distortion
UFLA	Unterfrequenzlastabwurf

Formelverzeichnis

df/dt	Frequenzänderung (quasi-stetig)
f	Betriebsfrequenz, Momentanwert
f_{nenn}	Nennfrequenz 50 Hz, oder auch Bemessungsfrequenz (rated frequency f_r)
$f_{\text{<}}$	Einstellwert des Unterfrequenzschutzes
Δf	Betrag der geforderten Genauigkeit ohne Störgrößen: Der Unterfrequenzschutz spricht bei $f > (f_{\text{<}} + \Delta f)$ sicher nicht an, bei $f < (f_{\text{<}} - \Delta f)$ spricht er sicher an, wenn keine Störgrößen vorhanden sind.
Δf_{ob}	Betrag der geforderten Genauigkeit bei Prüfungen zur Überfunktion mit Störgrößen: Der Unterfrequenzschutz spricht bei $f > (f_{\text{<}} + \Delta f_{\text{ob}})$ sicher nicht an, wenn Störgrößen vorhanden sind.
Δf_{un}	Betrag der geforderten Genauigkeit bei Prüfungen zur Unterfunktion mit Störgrößen: Der Unterfrequenzschutz spricht bei $f > (f_{\text{<}} + \Delta f_{\text{un}})$ sicher an, wenn Störgrößen vorhanden sind.
H	Äquivalente Trägheitskonstante aller synchronlaufenden Erzeugungseinheiten
ΔP	Änderung der Wirkleistung ($P_{\text{Verbrauch}} - P_{\text{Erzeugung}}$)
S_{nenn}	Nennscheinleistung der Maschinen
$t_{\text{AF}i}$	Auslösezeit des Unterfrequenzschutzes bei der i -ten Prüfung. Falls Rampen verwendet werden, gilt als Auslösezeit die Zeit vom ersten Unterschreiten des Ansprechwertes bis zum Schließen des AUS-Kontaktes der Schutzeinrichtung.
t_{AFmmax}	maximale Auslösezeit mit Störgrößen Maximalwert aller Messungen mit Störgrößen
t_{AFomax}	maximale Auslösezeit ohne Störgrößen Maximalwert aller Messungen ohne Störgrößen
t_{nach}	Zeitdauer, während der keine Überfunktion auftreten darf
t_{vor}	Dauer der Vorfehlerspannung bei Prüfungen
U_{B}	Der Spannungswert, der unterschritten sein muss, damit der Unterfrequenzschutz blockiert ist.

Vorwort

Für eine robuste Regelung und Fehlerdetektion in elektrischen Netzen ist die Netzfrequenz eine wichtige Größe. In schnell wechselnden (transienten) Netzzuständen ist die Netzfrequenz jedoch in der Regel nicht eindeutig definierbar und es muss ein Kompromiss zwischen einer sehr genauen und einer sehr schnellen Messung gefunden werden.

Dieser FNN-Hinweis beschreibt die Zusammenhänge zwischen Messdauer und Messgenauigkeit nach aktuellem Wissensstand und ermöglicht einen Überblick über verschiedene Messverfahren und deren Anwendungsfälle. Der Fokus liegt vor allem auf dem Netzschutz und der Hinweis richtet sich folglich an Netzbetreiber, Hersteller und Anwender. Er ersetzt Version 1 des FNN-Hinweises „Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse“ von 2017. Die Kapitel wurden nach Funktionen und Einsatzgebieten neu gegliedert und thematisch erweitert.

Dieser FNN-Hinweis wurde vom FNN-Experten Netzwerk Netzschutz im Auftrag des FNN-Lenkungskreises Netztechnik und Netzbetrieb überarbeitet. Er ist mit dem VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen und dem Arbeitskreis „Schutztechnik“ von ÖSTERREICHISCHER ENERGIE abgestimmt und wird gemeinschaftlich herausgegeben.

1 Motivation und Ziele

Die überarbeiteten, aktuell gültigen VDE-Anwendungsregeln aus Tabelle 1 beschreiben an der einen oder anderen Stelle „Frequenz-Funktionen“ (z.B. Unterfrequenzlastabwurf (UFLA), Rate of Change of Frequency (ROCOF), frequenzabhängige Wirk- und Blindleistungseinspeisung etc.) ohne auf die Ermittlung der Frequenz im Detail einzugehen.

Insbesondere die anfänglichen Forderungen für den automatischen Unterfrequenz-Lastabwurf (UFLA) nach einer schnellen Frequenzabschaltung mit einer Messzeit von maximal 30 ms führte dazu, im Rahmen der Überarbeitung des Vorgängerdokumentes näher auf die technischen Aspekte bei der Frequenzmessung in Bezug auf Genauigkeit und Schnelligkeit – insbesondere unter Berücksichtigung der Vermeidung von Fehlfunktionen – einzugehen.

Im ersten Schritt wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe Frequenzmessung des Expertennetzwerks Netzschutzkonzepte eine Prüfung beschrieben, mit der die Messung der Auslösezeiten unterschiedlicher Frequenzrelais durch eine gleichartige Prüfung vergleichbar werden.

Mit den ersten Ergebnissen aus der Prüfung mit verschiedenen Frequenzrelais konnte eine Anpassung der „unrealistischen“ Forderungen beim UFLA an realistische Werte erreicht werden.

Im Rahmen der Untersuchungen der Frequenzmessung für den Unterfrequenz-Lastabwurf wurden weitere Fragen rund um das Thema Frequenzmessung (ROCOF, frequenzabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung, etc.) an die Arbeitsgruppe herangetragen, die im Rahmen der Finalisierung der FNN-Anwendungsregeln noch nicht weiter beschrieben wurden.

Ausgehend von der Plausibilisierung der gemessenen Auslösezeiten durch eine einfache, einheitliche Prüfvorgehensweise mit rein sinusförmigen Messgrößen wurden auch die Auswirkungen von Störeinflüssen bei verschiedenen Verfahren zur Frequenzmessung untersucht. Hierbei wurden die zur Frequenzmessung eingesetzten Algorithmen nicht im Detail betrachtet (black box testing). Die prinzipiell bei jeder Frequenzmessung notwendigen Funktionsblöcke sind schematisch in Bild 1 dargestellt.

Die Prüfungen geben Auskunft, ob die Schutzfunktion für den Unterfrequenzlastabwurf geeignet ist und ermitteln typische Auslösezeiten. Geprüft wird eine Schutzeinrichtung mit zugehöriger Firmware.

Die beschriebenen Prüfungen sollen den Eignungsnachweis für aktuell und zukünftig eingesetzte Schutzeinrichtungen ermöglichen bzw. vereinheitlichen.

Die zusätzlichen Maßnahmen zum Blockieren einzelner Funktionen wie z.B. Unterspannungsblockierung zur Vermeidung von Fehlfunktionen sind in weiteren Abschnitten erläutert.

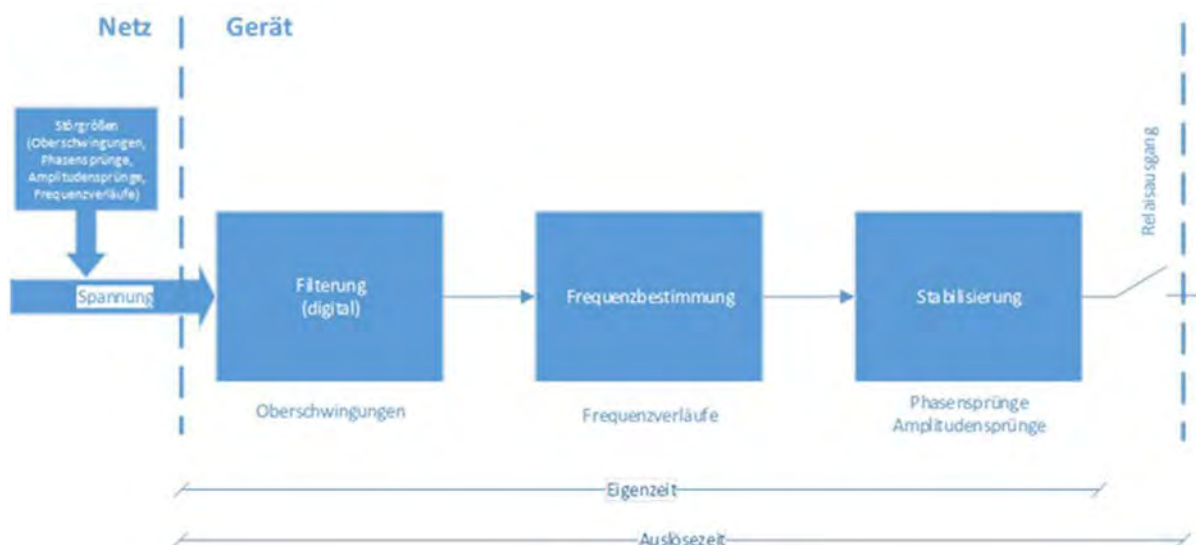


Bild 1 Notwendige Funktionsblöcke der Frequenzmessung

2 Angepasste Anforderungen

Bedingt durch die Transformation der europäischen Stromnetze im Zuge der immer stärkeren Durchdringung der dezentralen Erzeugungsanlagen hat die ENTSO-E über verschiedene Grid Codes auch Anforderungen an die Frequenzmessung gestellt. Im deutschen Raum wurden diese Anforderungen über die VDE-Anwendungsregeln (siehe Tabelle 1) in deutsches Regelwerk umgesetzt. Neben der Festlegung des Normal- und Störbetriebs gilt es Anforderungen an die Messung der Frequenz für die folgenden Bereiche zu beachten:

- Schutzverhalten
- Regelverhalten

Der folgende Abschnitt soll eine Übersicht über diese Anforderungen geben und die Auswirkungen auf die Inbetriebnahme von Bezugs- und Erzeugungsanlagen sowie die Netzbetriebsführung skizzieren. Dabei wurden insbesondere die Ausführungen aus den VDE-Anwendungsregeln in Tabelle 1 betrachtet.

Tabelle 1 Übersicht relevanter VDE-Anwendungsregeln

Anwendungsregel	Titel	EU-Bezug	Netzebene
VDE-AR-N 4100	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)	Network Code Requirements for Generators (RfG) + Network Code on Demand Connection (DCC)	Niederspannung
VDE-AR-N 4105	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz		
VDE-AR-N 4110	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)		Mittelspannung
VDE-AR-N 4120	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)		Hoch- und Höchstspannung
VDE-AR-N 4130	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)		
VDE-AR-N 4131	Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)	Network Code on High Voltage Direct Current (HVDC)	
VDE-AR-N 4142	Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen	EU 2017/2196 (Network Code for Emergency and Restoration)	

2.1 Definition von Normal- und Störbetrieb

Die klare Abgrenzung von Normal- und Störbetrieb ist entscheidend für die Anforderungen der Frequenzmessung.

Während im Normalbetrieb sowie auch im kritischen Systemzustand Regulationsmaßnahmen von Einspeisern die Frequenzhaltung beeinflussen, gilt es für den Störbetrieb sichere, selektive und ausreichend schnelle Schutzmaßnahmen zu definieren.

Dabei gilt über alle Spannungsebenen ein störungsfreier Netzbetrieb als dann gegeben, wenn der Betrieb mit einer Frequenz von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ sowie einer Netzspannung entsprechend Tabelle 2 gegeben ist.

Tabelle 2 Toleranzband für den normalen Netzbetrieb gemäß VDE-Anwendungsregeln

Anwendungsregel	Frequenzband	Spannungsband
VDE-AR-N 4105	$50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$	$U_C \pm 10 \%$
VDE-AR-N 4110		
VDE-AR-N 4120		$U_C = 96 \text{ kV} - 123 \text{ kV}$
VDE-AR-N 4130		$U_C = 360 \text{ kV} - 420 \text{ kV}$

Außerhalb dieses, als Normalbetrieb definierten, Toleranzbandes liegt ein kritischer Systemzustand im Verbundnetz vor, in welchem sich alle Einspeiser (inkl. Speicher) sowie steuerbare Verbraucher aktiv über Regelmaßnahmen (siehe Abschnitt 2.4) an der Stabilisierung der Frequenz beteiligen müssen. Gelingt es den oben genannten Netzteilnehmern nicht die Frequenz zu stützen, so liegt bei Werten unter 49,8 Hz oder über 50,2 Hz ein kritischer Systemzustand vor. Unter 49,2 Hz liegt ein Störbetrieb im Netz vor und Schutzkonzepte beginnen zu greifen (siehe Abschnitt 2.2).

Das Ende eines kritischen Netzzustandes ist erst dann gegeben, wenn sich die Frequenz durch Regel- oder Schutzmaßnahmen für mindestens 10 Minuten wieder in dem oben beschriebenen Toleranzband eingependelt hat.

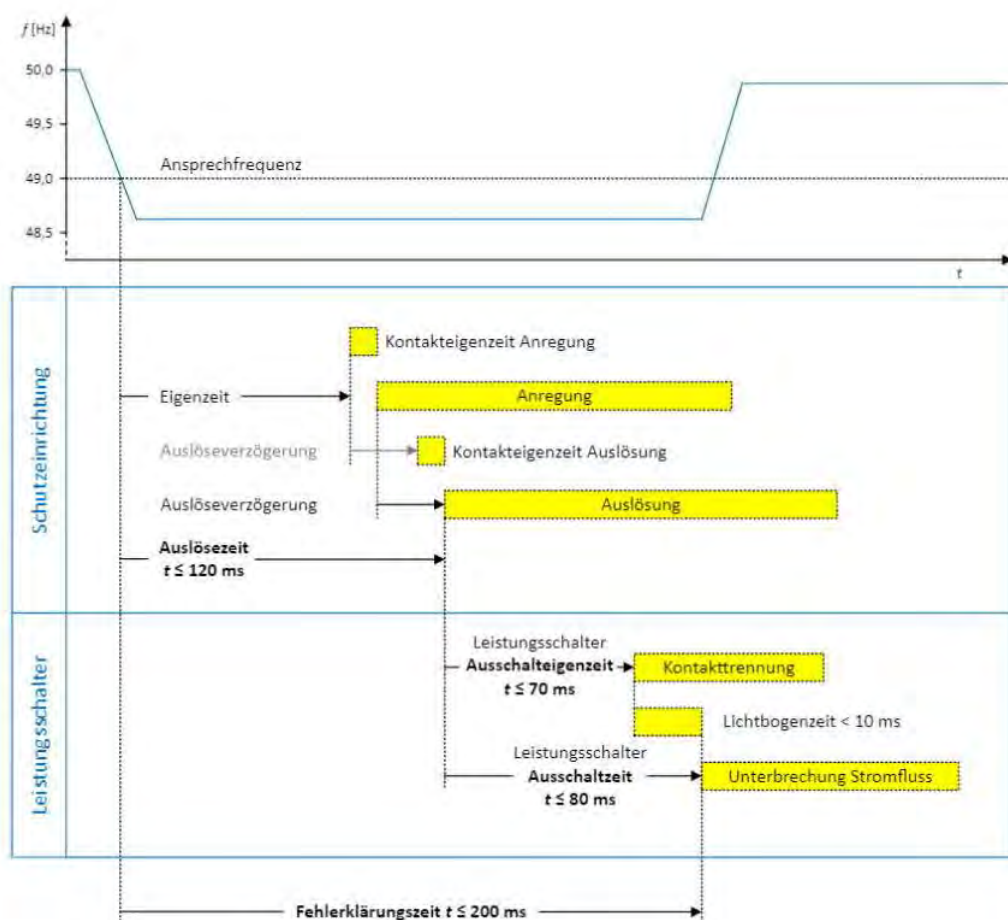


Bild 2 Definition der einzelnen Bestandteile einer Fehlerklärungszeit

2.2 Fehlerklärungszeit und ihre Bestandteile

Die Fehlerklärungszeit besteht hauptsächlich aus zwei Komponenten – aus der Auslösezeit und der Leistungsschalt ereigenzeit (vgl. Bild 2). Für die Leistungsschalt ereigenzeit wurden ca. 270 verschiedene Leistungsschalter (LS) in Betracht gezogen. Die Auswahl erfolgt auf Grundlage des realen Einsatzes im Verteilnetz und beinhaltet Modelle aller gängigen Technologien (SF6, Vakuum, usw.). Es treten Leistungsschalter-Abschaltzeiten bis zu 70 ms auf, ohne die Lichtbogenzeit von ca. 10 ms zu berücksichtigen.

2.3 Verhalten im Störbetrieb (Schutzverhalten)

Schutzanforderungen aus den Anwendungsregeln, welche auf der Frequenzmessung basieren, sind in zwei Schutzkonzepten zu finden. Zum einen im Entkopplungsschutz und zum anderen bei den automatischen Letztmaßnahmen.

2.3.1 Entkopplungsschutz

In den VDE-Anwendungsregeln finden sich folgende Anforderungen an die Frequenzmessung des Frequenzschutzes, welcher im Entkopplungsschutz aufgeführt ist:

- Messgröße Spannung zwischen zwei Außenleitern; einphasige Ausführung möglich
- Summe aus Eigenzeit und Schalteinrichtung ≤ 100 ms; zusätzlich zu der Eigenzeit ist eine Messzeit der Frequenzmessung von bis zu 100 ms zu berücksichtigen, was zu einer möglichen Anpassung der vorgegebene Zeitverzögerung führen kann
- Keine automatische Netztrennung zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz („Fahren auf der Kennlinie“)
- Zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz können sich Erzeuger aus Eigenschutzgründen vom Netz trennen
- Ausführung im autarken Gerät oder integriert in Anlagensteuerung
- Ausfall der Hilfsspannung muss zum unverzögerten Auslösen des Leistungsschalters führen

In Netzgebieten ohne automatischen Lastabwurf liegen die empfohlenen Richtwerte für den Frequenzschutz über alle Spannungsebenen bei den in Tabelle 3 aufgeführten Einstellwerten. Für Erzeuger ist eine Netztrennung unter 47,5 Hz erlaubt, damit sie bei Netzwiederaufbaumaßnahmen schneller zur Verfügung stehen können.

Tabelle 3 *Einstellempfehlung Frequenzschutz gemäß VDE-Anwendungsregeln*

Funktionen	Geforderter Einstellbereich	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Frequenzsteigerungsschutz $f_{\gg}$	50,0–55,0 Hz	52,5 Hz	≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$	50,0–55,0 Hz	51,5 Hz	≤ 5 s
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$	45,0–50,0 Hz	47,5 Hz	≤ 100 ms

Die Umsetzung des Frequenzschutzes wird dabei auf Erzeugungseinheitenebene, bzw. auf der Niederspannungsseite der Maschinentransformatoren, gesehen und nicht am Netzverknüpfungspunkt (bzw. den Einspeise- und Abgangsfeldern).

Schutzrelais auf der gerade genannten Ebene müssen in Deutschland die Konformität hinsichtlich Anrege- und Auslösegenauigkeit über eine Typprüfung und ein Komponentenzertifikat nachweisen, sofern der Schutz nicht bereits im Einheitszertifikat berücksichtigt worden ist.

Hier gibt es je nach Spannungsebene unterschiedliche Richtlinien als Referenz für die jeweiligen Typprüfungen. In der Niederspannung greift die Vornorm VDE-V 0124, in den höheren Spannungsebenen die Technische Richtlinie 3 der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien. Dabei gilt eine Genauigkeitsanforderung von 0,1 Hz.

2.3.2 Automatische Letztmaßnahmen

Bei den automatischen Letztmaßnahmen greifen von den Netzbetreibern ausgearbeitete Konzepte zum Schutz gegen Unter- (UFLA, Artikel 15 NC ER) und Überfrequenz (Artikel 16 NC ER).

Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (UFLA)

Ein Konzept zur Aufrechterhaltung des stabilen Netzbetriebs im europäischen Verbundsystem ist der unterfrequenzabhängige Lastabwurf. Der Abwurf von Speicherpumpen beginnt bei Frequenzen unter 49,8 Hz. Weiter erfolgt ein automatischer Lastabwurf von bis zu 45 % $\pm$ 7 %-Punkte der jeweiligen Gesamtlast des betroffenen Netzes zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz.

Das in Deutschland vorgesehene Konzept sieht einen stufenweisen Abwurf über 10 Frequenzstufen vor, wobei mögliche Abwurfpunkte Einspeise- wie auch Abgangsfelder in der Mittelspannung sind (Abschnitt 5 VDE-AR-N 4142).

Für die Frequenzmessung gelten hier von den in Abschnitt 2.3.1 beschriebene abweichende Anforderungen an die Geschwindigkeit und Genauigkeit der Schutzauslösung.

Dabei wird eine Messgenauigkeit von 30 mHz sowie die Fehlerklärungszeit ≤ 200 ms gefordert. Dies bedeutet, dass eine sichere Frequenzmessung innerhalb von drei bis fünf Perioden erfolgen muss sowie die Ausschaltzeit der Leistungsschalter nicht über 80 ms betragen darf.

Ausnahme hier sind bereits bestehende Systeme für den UFLA mit einer erlaubten Fehlerklärungszeit von 300 ms.

Zusätzlich zu Schutzrelais mit einer wie oben beschriebenen zuverlässigen und ausreichend genauen sowie schnellen Frequenzmessung gilt es in Mischnetzen zudem Relais mit Wirkleistungsrichtungserkennung zu installieren, damit hier im Unterfrequenzfall überwiegend Abgänge mit Lasten abgeschaltet werden, Einspeisefelder aber zur Netzstabilisierung weiterhin am Netz verbleiben.

Hierzu sind die minimalen Rahmenbedingungen nach Tabelle 4 zu beachten.

Tabelle 4 Rahmenbedingungen UFLA

Funktionen	Empfohlener Arbeitsbereich	Empfohlene Einstellwerte	Empfohlene Schrittweite
Aktivierung Frequenzschutzfunktion	30 %–90 % U_N	60 %–75 % U_N	5 % U_N
Arbeitsbereich Frequenzfunktion	47,5–50,0 Hz	48,0–49,0 Hz	0,10 Hz

Konzept zur automatischen Frequenzhaltung bei Überfrequenz

Für eine Stabilisierung des Verbundsystems im Falle einer Überfrequenz gilt es neben dem im Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Anforderungen an den Frequenzsteigerungsschutz die Anforderungen an das Regelverhalten der Einspeiser, Speicher und regelbaren Lasten aus den VDE-Anwendungsregeln 4105, 4110, 4120 zu erfüllen. Diese werden in Abschnitt 2.4 beschrieben.

2.4 Verhalten im kritischen Systemzustand (Regelverhalten)

Außerhalb des als Normalbetrieb definierten Toleranzbandes (unter 49,8 Hz und über 50,2 Hz) liegt ein kritischer Systemzustand vor, bei dem sich alle Einspeiser (inkl. Speicher) sowie steuerbare Verbraucher aktiv über Regelfmaßnahmen an der Stabilisierung der Frequenz beteiligen müssen.

Dieser kritische Netzzustand ist so lange gegeben, bis sich die Frequenz durch Regel- und / oder Schutzmaßnahmen wieder für mindestens 10 Minuten im Toleranzband des Normalbetriebs eingependelt hat.

Für Erzeugungsanlagen gelten im Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz die Anforderungen einer frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung („Fahren auf der Kennlinie“), die in Abhängigkeit von Größe, Bauart, Fähigkeit und Antriebsart unterschiedlich ausgeprägt sind.

Die Frequenzmessung für ein optimales Regelverhalten ist durch ein geeignetes Verfahren (siehe Abschnitt 3.2 Digitale Messverfahren) schnell, robust und sicher zu realisieren.

- Bei Windenergieanlagen gilt für die Erhöhung der Wirkleistungsabgabe bei Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 Hz bis 47,5 Hz, dass die Windenergie-Erzeugungsanlagen auf eine Änderung der Netzfrequenz schnellstmöglich reagieren müssen, höchstens jedoch mit einer Reaktionszeit (Anschwingzeit) von 5 s (bei einem Leistungssprung $\leq 20 \% P_{b\,inst}$).
- Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen oder Gasturbinen gelten Mindestanforderungen für eine Wirkleistungsänderung abhängig von der Bemessungsleistung mit einem Leistungsgradienten von mindestens 1,11 % $P_{b\,inst}$ je Sekunde (bei ≤ 2 MW) und mindestens 0,33 % $P_{b\,inst}$ je Sekunde (bei > 2 MW).
- Für Wasserkraftanlagen ist eine Reaktionszeit (Anschwingzeit) von ≤ 15 s erforderlich.
- Bei Speichern sind Reaktionszeiten (Anschwingzeiten) von ≤ 2 s derzeit üblich.

Des Weiteren müssen schnelle Frequenzänderungen durchfahren werden können, solange folgende Bedingungen gelten:

- $\pm 2,0$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s oder
- $\pm 1,5$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 1 s oder
- $\pm 1,25$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 2 s

Um eine ausreichend schnelle Reaktion auf die Frequenzänderung zu ermöglichen, darf die Frequenzmessung nicht länger als 200 ms dauern.

Für schnelle Frequenzänderungen ist eine Mindestgenauigkeit der Frequenzmessung von ± 50 mHz, für den eingeschwungenen Zustand von ± 10 mHz gefordert.

3 Einflussfaktoren auf die Frequenz

3.1 Frequenz in der elektrischen Energietechnik

Die Frequenz ist in Physik und Technik ein Maß dafür, wie schnell bei einem periodischen Vorgang die Wiederholungen folgen, z. B. bei einer fort dauernden Schwingung. Die Frequenz f ist der Kehrwert der Periodendauer T :

$$f = \frac{1}{T} \quad \text{in } \frac{1}{s} \quad \text{bzw. Hz} \quad (3-1)$$

Die Einheit der Frequenz f ist die abgeleitete SI-Einheit „Hertz“ bzw. Hz.

In der Wechselstromtechnik erfolgt die Messung der Frequenz meist durch Messung einer Periode. Bei dieser digitalen Zeitintervallmessung werden die von einem Taktsignal mit bekannter Referenzfrequenz erzeugten Pulse während der zu messenden Zeit T_x in einen Zähler einlaufenden Impulse gezählt.

Die Auflösung ΔT_x entspricht dem Kehrwert der Referenzfrequenz.

Die Genauigkeit der Messung hängt dadurch im Wesentlichen von der Auflösung des Zählers und der Genauigkeit des Referenzoszillators ab.

3.1.1 Allgemeine Betrachtungen zu Wechselspannungen und Drehstromsystemen

Harmonische Schwingungen können mathematisch als Projektion eines in der komplexen Ebene rotierenden Zeigers $\underline{U}$ auf die imaginäre Achse betrachtet werden (Bild 3, links). Wenn in der yt-Darstellung in jedem Zeitpunkt die zugehörige Projektion des Zeigers $\underline{U}$ in der y-Achse aufgetragen wird, ergibt sich eine sin-Schwingung (Bild 3, rechts).

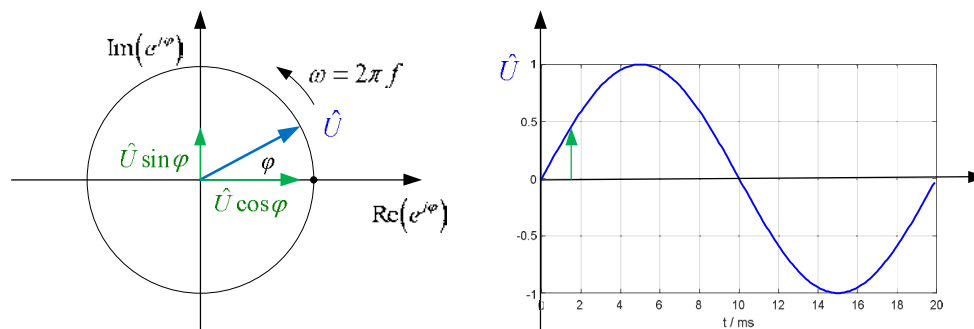


Bild 3 Darstellung der harmonischen Sinusschwingung als Projektion des rotierenden komplexen Zeigers $\underline{U}$

$$\begin{aligned} u &= \hat{U} e^{j2\pi f t} = \hat{U} \cos(2\pi f t) + j\hat{U} \sin(2\pi f t) \quad \text{bzw.} \\ u &= \hat{U} e^{j\omega t} = \hat{U} \cos(\omega t) + j\hat{U} \sin(\omega t) \end{aligned} \quad (3-2)$$

Für eine volle Umdrehung des Zeigers mit konstanter Winkelgeschwindigkeit erhält man die Kreisfrequenz:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi \cdot f \quad \text{in } \frac{\text{rad}}{s} \quad (3-3)$$

Erweitert man die 2D-Darstellung mit der Zeit, so ergibt sich die Raumzeiger-Darstellung nach Bild 3. Die Projektion auf die drei Ebenen ergibt die bereits bekannten Kurven: Kreis, sin-Schwingung und cos-Schwingung. Diese neue Raumzeiger-Darstellung eignet sich vor allem für Drehstromsysteme, rotierende Maschinen und für die Darstellung von transienten Vorgängen.

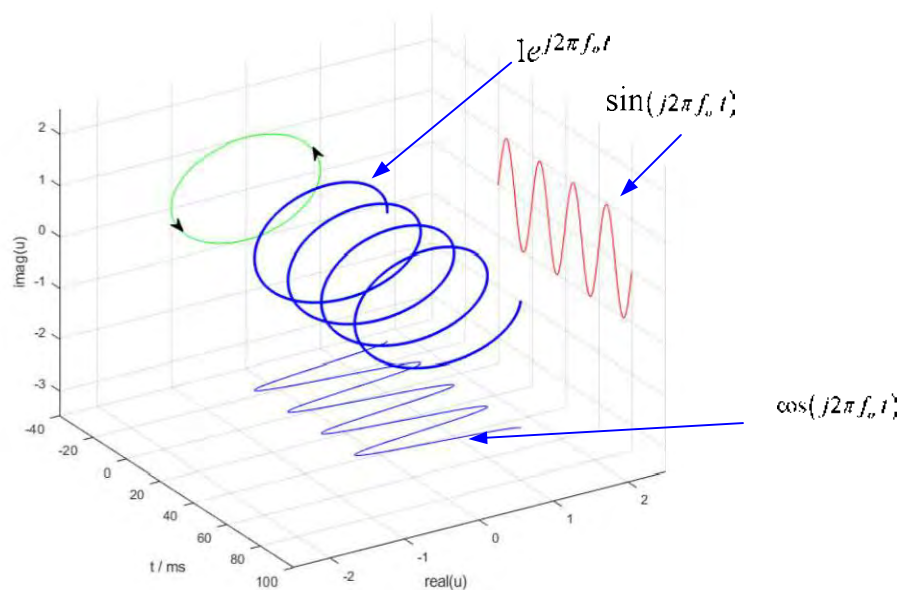


Bild 4 Darstellung der harmonischen Schwingung als rotierender komplexer Zeiger

Dieser rotierende Raumzeiger entspricht der erzeugten Spannung eines dreiphasigen Generators.

Es ist zu beachten, dass das transiente Verhalten des Netzes nicht mit den üblichen komplexen Zeigern U beschrieben werden kann. Die Berechnung des Zeigers U erfolgt über eine Periode und gilt nur für die Grundschiwingung, unter der Annahme, dass das Signal von $t = -\infty$ bis $+\infty$ konstant bleibt. Mit dieser Annahme kann man also nur quasistationäre aber keine transienten Signale beschreiben.

Für die Berechnung von transienten Vorgängen müssen Komponentensysteme verwendet werden, wie z.B. dq0, $\alpha\beta 0$ von Edith Clarke oder die von P. Kovács [1] eingeführten Raumzeiger. Bei diesen mathematischen Transformationen werden je Abtastzeitpunkt alle drei Phasenspannungen u_{1E} , u_{2E} , und u_{3E} transformiert. Dieses Verfahren ist schneller, da der Zeiger sofort berechnet werden kann und nicht erst aus dem Zeitverlauf der Spannung während mindestens einer Periode rekonstruiert werden muss. Dadurch ergeben sich viele neue Betrachtungsweisen und Anwendungen. Im Elektromaschinenbau und in der Leistungselektronik sind diese Darstellungen mit Raumzeigern heute üblich.

Die Transformation des Drehstromsystems in Raumzeiger nach Kovács wird in [2] ausführlich beschrieben. Die Transformation der Abtastwerte der drei Leiter-Erde-Spannungen liefert die Nullspannung:

$$u_0 = \frac{1}{3}(u_{1E} + u_{2E} + u_{3E}) \quad (3-4)$$

und unter Verwendung des Drehoperators $\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ den komplexen den komplexen Raumzeiger:

$$\underline{u}_r = \frac{2}{3}(u_{1E} + \underline{a}u_{2E} + \underline{a}^2u_{3E}) \quad (3-5)$$

Der Raumzeiger ist ein von der Nullspannung befreiter Zeiger und ermöglicht neue Möglichkeiten der Bewertungen, z.B. kann damit die aktuelle Winkelgeschwindigkeit des Raumzeigers einer idealen sin-Schwingung in einem Drehstromsystem bereits nach zwei Abtastzeitpunkten berechnet werden.

3.1.2 Wechselstromtechnik: zweiphasige Messung

Bei der zweiphasigen Messung steht entweder nur die Projektion auf die reelle Achse oder auf die imaginäre Achse zur Verfügung.

Wesentlich ist, dass heute bei vielen Verfahren zur Frequenzmessung durch mathematische Transformationen aus einer der erwähnten Projektionen der Grundschiwingung ein Zeiger konstruiert und bewertet wird.

3.1.3 Drehstromsystem: dreiphasige Messung

In Drehstromsystemen stehen die folgenden Versionen zur Verfügung:

- Messung der verketteten Phasen als Projektion des Raumzeigers, wie oben beschrieben
- Messung der drei Leiter-Erde Spannung und direkte Transformation in Raumzeiger für jeden Abtastzeitpunkt. Bild 5 zeigt die Projektion des Raumzeigers aus Bild 4. Inclusive einer Nullspannung, die einen Offset des Kreises bewirkt. Die Frequenzmessung erfolgt aber über die Rotationsgeschwindigkeit des Zeigers $\underline{U}_1$ der den Kreis bildet.

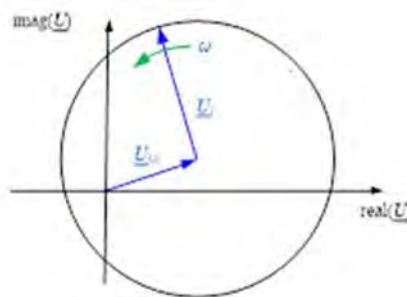


Bild 5 Beispiel der Darstellung eines stationären hochohmigen Erdschlusses in Raumzeiger-Darstellung

3.2 Digitale Messverfahren

Zeit- und Frequenzmessungen sind eng miteinander verknüpft, da beide mit Hilfe von Zählern durchgeführt werden. Man kann erreichen, dass der Messfehler bei der Zeit- bzw. Frequenzmessung im Wesentlichen auf die Ungenauigkeit der eingesetzten Zeitbasis beschränkt bleibt.

3.2.1 Messung der Periodendauer

Meistens erfolgt in der Wechselstromtechnik die Messung einer Periode durch eine digitale Zeitintervallmessung. Dabei werden die von einem Taktsignal mit bekannter Referenzfrequenz während der zu messenden Zeit T_X in einen Zähler einlaufenden Impulse gezählt.

Aus dem Zählerstand N_X und der bekannten Referenzfrequenz f_{ref} kann das Zeitintervall T_X ermittelt werden:

$$T_X = \frac{1}{f_{\text{ref}}} N_X \quad (3-6)$$

Es folgen einige Beispiele von Verfahren zur Frequenzmessung. Ausführlichere Details sind in der referenzierten Literatur zu finden.

3.2.2 Frequenzmessung basierend auf Nulldurchgangserkennung

Traditionell wird die Frequenz durch die Zeit zwischen zwei Nulldurchgängen mit gleicher Richtung bestimmt. Die Auflösung der Frequenz ist bei einem idealen Signal und idealer Erkennung des Nulldurchganges des Messsignals abhängig von der Frequenz des Referenzsignals. Es wird nur die Zahl der Impulse als Ganzzahl (Integer) erfasst.

Bei nicht idealem Messsignal ist die Erkennung des Nulldurchganges jedoch sehr empfindlich gegenüber verzerrten Messsignalen mit mehrfachen Nulldurchgängen bzw. Verzerrungen durch überlagerte Schwingungen. Daher müssen grundsätzlich Vor- und Nachverarbeitungen durchgeführt werden, um den Effekt der Störungen durch überlagerte harmonische, zwischenharmonische und andere Signale zu minimieren.

Diese Methode der Nulldurchgangserkennung wird in der IEC 60255-181 als einfachster Algorithmus empfohlen, um die Frequenz des Stromversorgungssystems zu messen [3].

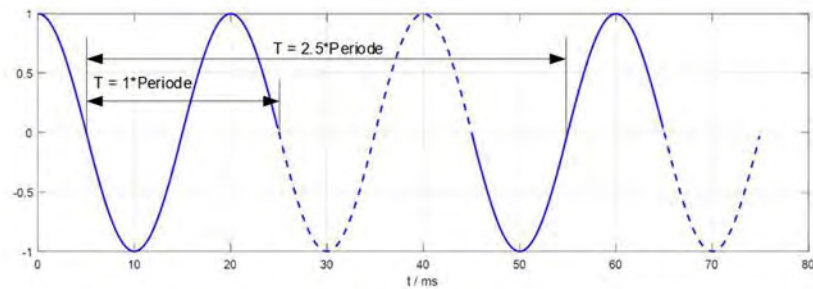


Bild 6 Frequenzmessung basierend auf Nulldurchgangserkennung

Eine Verbesserung der Auflösung wird erreicht durch:

- Verwendung von mehreren Perioden. Die Auflösung der Frequenz ist weiterhin ganzzahlig und erst durch die Division durch die Anzahl der Perioden bekommt man eine bessere Auflösung.
- Eine genauere Erfassung der Nulldurchgänge erfolgt im einfachsten Fall durch eine lineare Approximation des Nulldurchganges zwischen dem letzten Abtastwert vor dem Nulldurchgang und dem ersten Abtastwert nach dem Nulldurchgang, wie in Bild 7 dargestellt.

Bei dieser Methode ist die Genauigkeit der Messung von Grundschnungen weiterhin eine Funktion der Frequenz des Referenzsignales. Je höher die Abtastrate des Referenzsignales und je höher die Auflösung des Analog-Digital-Converters (ADC) ist, umso besser wird die Ermittlung der Frequenz der Grundschnung.

- Verwendung von Polynomen höherer Ordnung, sodass mehrere Abtastwerte bei der Approximation des Nulldurchganges berücksichtigt werden.

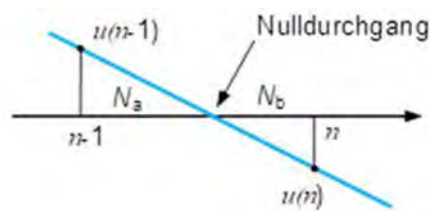


Bild 7 Lineare Approximation zur Berechnung des Nulldurchganges

3.2.3 Frequenzmessung basierend auf Zeiger

Wie oben gezeigt wurde, kann man in Drehstromsystemen sehr einfach einen Raumzeiger direkt aus den Abtastwerten der drei Phasenspannungen u_{1E} , u_{2E} , und u_{3E} ermitteln.

Stehen nur die Projektionen des Raumzeigers als sin- oder cos-Schwingungen zur Verfügung, dann besteht durch mathematische Transformationen die Möglichkeit einen Raumzeiger zu berechnen. Das bekannteste Verfahren ist die Fast-Fourier-Transformation (FFT), die aus einem zeitdiskreten endlichen Signal, das periodisch fortgesetzt wird, ein diskretes, periodisches Frequenzspektrum berechnet. Dabei ist wesentlich, dass jede Spektrallinie einen Zeiger mit Betrag und Winkel darstellt.

Interessiert nur die Grundfrequenz, so kann die einfachere Methode der FFT, nämlich die Diskrete-Fourier-Transformation (DFT) in der komplexen Form verwendet werden. Wenn man den DFT-Algorithmus genauer betrachtet, ist erkennbar, dass dies alternativ als eine Korrelationsanalyse bezogen auf eine sin- bzw. cos-Schwingung mit einer definierten Frequenz f_0 betrachtet werden kann. Aus dieser Korrelation erhält man einen Real- und Imaginärteil der Schwingung, sodass der Betrag und der Winkel dieser Schwingung entsprechend der Eulerschen Gleichung als Zeiger (3-7) angegeben und entsprechend Bild 8 dargestellt werden kann. Der Zeiger rotiert mit der angegebenen Frequenz f_0 .

$$\vec{U} e^{j\varphi} = \vec{U} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (3-7)$$

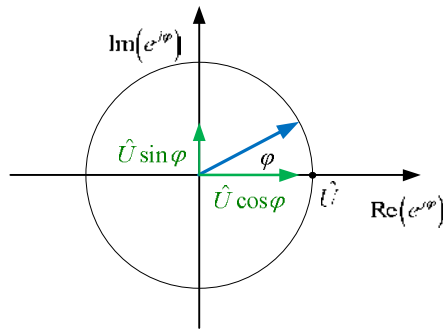


Bild 8 Ergebnis der DFT: Zeigerdarstellung der Spektrallinie für die Frequenz f_0

Die Messung von Phase und Amplitude ist im Allgemeinen frequenzabhängig und benötigt eine synchrone Abtastrate. Wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist, treten Fehler bei der Messung auf. Es wird daher zuerst die Frequenz geschätzt, um die Fensterlänge der DFT festzulegen und damit Phase und Amplitude genauer zu berechnen. Alternativ kann die Abtastrate für die eigentliche Messung angepasst werden (re-sampling).

Es ist zu beachten, dass die Frequenzmessung an Genauigkeit verliert, wenn

- das Eingangssignal durch höherfrequente Störsignale verzerrt wird;
- die Frequenz dieser Störsignale nicht ein Vielfaches der Grundschiwingung ist;
- das Beobachtungsfenster nicht ein gemeinsames Vielfaches der Grundschiwingung und der Störfrequenz ist.

Diese Forderungen ergeben, dass für eine genaue Frequenzmessung die Abtastung synchron mit der zu messenden Grundschiwingung erfolgen muss, und dass bei einem rechteckigen Beobachtungsfenster die Länge des Fensters ein gemeinsames ganzzahliges Vielfaches der Grundschiwingung und des Störsignals haben muss.

Die Länge des Fensters kann auf die Länge der Grundschiwingung reduziert werden, wenn alle Störsignale durch vorgeschaltete Filter entfernt werden. Auch diese zusätzliche Filterung verlängert die Messzeit.

Weiter ist zu beachten, dass jede Frequenzmessung einer Frequenzänderung nicht ohne Verzögerung folgen kann und dies in der Anwendung berücksichtigt werden muss.

3.2.4 Weitere Beispiele für verwendete Algorithmen für zweiphasige Messung

In der Fachliteratur finden sich weitere Beispiele für Algorithmen:

- Schätzung der Frequenz basierend auf Least-Square-Estimation (LSE) Algorithmen
- Verwendung eines adaptiven IIR Notch Filters
- Frequenzmessung basierend auf Kalman Filter
- Phase-Locked-Loop (PLL) Verfahren

Vor- und Nachteile sowie Details hierzu siehe in der zugehörigen Literatur, z.B. [3] [4].

3.3 Ursachen für Störgrößen bei der Frequenzmessung

Da in einem realen Stromversorgungssystem nichtlineare Elemente vorhanden sind, treten bereits im Normalbetrieb harmonische Störsignale auf. Durch Schalthandlungen und Störfälle treten zusätzliche transiente Störgrößen auf.

Im Gegensatz dazu gibt es langsame Frequenzänderungen durch Regelvorgänge und Lastanpassungen, die nicht als Störgröße für die Frequenzmessung gelten.

Im Folgenden werden einige Beispiele gezeigt, die Störsignale für die Frequenzmessung erzeugen:

3.3.1 Nichtlineare Bauelemente im Netz

- Harmonische siehe Bild 9

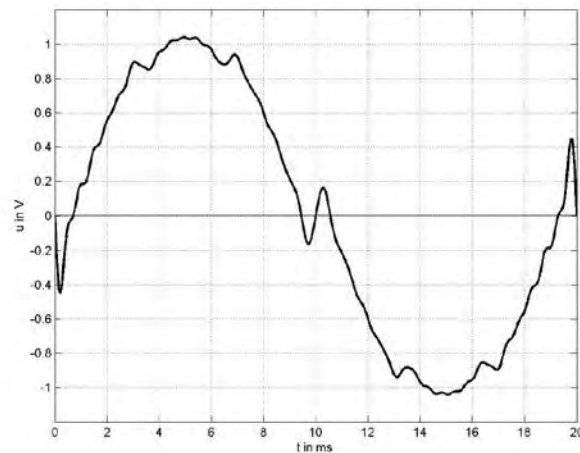


Bild 9 Bild aus der IEC 60255-181 [3]

3.3.2 Magnetische und kapazitive Kopplungen

- Magnetische und kapazitive Kopplungen von benachbarten, nicht netzsynchronen Systemen z.B. 16,7 Hz. Diese Kopplungen generieren schwankende Schwebungsfrequenzen.
- Bei unsymmetrischen Verzerrungen treten auch nicht ganzzahlige Vielfache als Ordnungszahlen auf, die als zwischenharmonische Frequenzen bekannt sind.

3.3.3 Lastsprünge

- Amplitudensprung siehe Bild 10

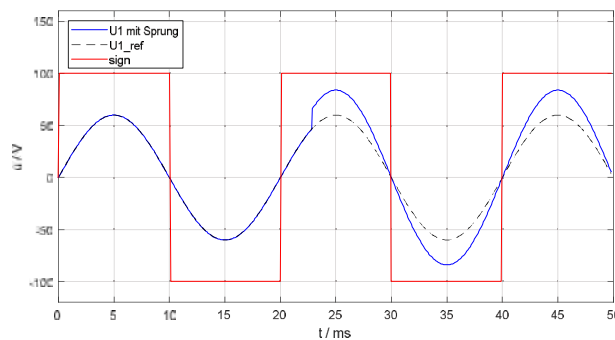


Bild 10 Amplitudensprung

- Phasensprung siehe Bild 11

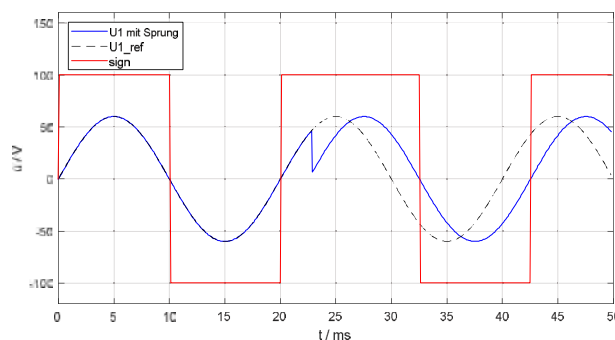


Bild 11 Phasensprung

- Kombination aus Amplitudensprung und Phasensprung (häufigster Fall)
- Frequenzsprung ohne Amplituden- und Phasensprung

3.3.4 Erd- und Kurzschlüsse

- Transienter Vorgang bei Erdschlusseintritt in hochohmig geerdeten Netzen, siehe Bild 12

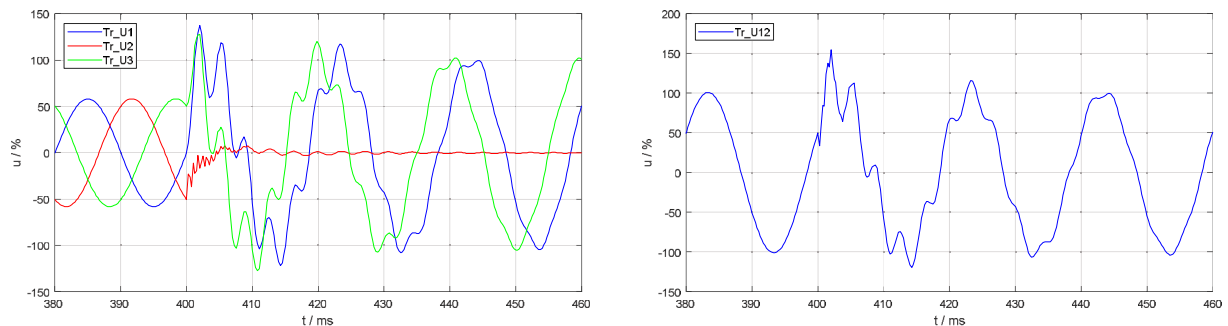


Bild 12 Erdschluss in einem gelöschten Netz: Leiter-Erde-Spannungen eines Erdschlusses und verkettete Spannung u_{12} eines Erdschlusses; mehrfache Nulldurchgänge können auftreten

- Transienter Vorgang am Ende des Erdschlusses in kompensierten Netzen; Dabei erfolgt nur eine sehr geringe Frequenzänderung in der verketteten Spannung
- Transienter Vorgang bei Erdkurzschluss in niederohmig geerdeten Netzen
- Transienter Vorgang bei Kurzschluss



Bild 13 Entfernter Kurzschluss [5]

3.3.5 Schaltvorgänge

- Spannung mit abklingendem Gleichanteil siehe Bild 14

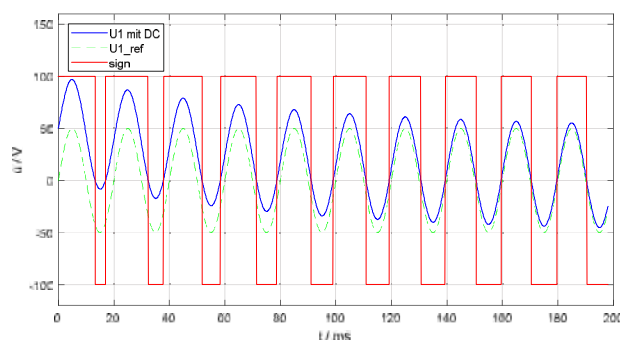


Bild 14 Spannung mit abklingendem Gleichanteil

3.3.6 Frequenzumrichter

- Spannungsrückwirkung durch Frequenzumrichter siehe Bild 15



Bild 15 Rückwirkung Frequenzumrichter [5]

3.4 Auswahl der Messgrößen

Typischerweise werden die Leiter-Erde-Spannungen U_{L1E} , U_{L2E} und U_{L3E} und die Leiterströme gemessen. Für die Frequenzmessung werden aus den vorhandenen Leiter-Erde-Spannungen die verketteten Spannungen gebildet: U_{12} , U_{23} und U_{31} . Bei 2-phasiger Messung wird eine der verketteten Spannungen verwendet, bei 3-phasiger Messung alle verketteten Spannungen oder die Mitsystem-Spannung. Denkbar wären Messungen der Gegen- und Nullsystem-Spannungen, die aber im Normalbetrieb klein sind und daher nicht als verlässliche Größen zur Verfügung stehen. Ähnliches gilt für die Leiterströme, die im Schwachlastbetrieb keine Signifikanz haben.

Weitere Hinweise zur Anschaltung: Siehe Abschnitt 2, Tabelle 1.

3.5 Messanforderungen und Maßnahmen gegen Störgrößen

Bei der Messung soll nur die Betriebsfrequenz erfasst werden. Alle anderen Signalanteile sollen unterdrückt werden, hierzu zählen beispielhaft:

- Ein reiner Amplitudensprung verändert nicht die Frequenz. Das Relais darf darauf nicht reagieren.
- Auf einen einmaligen Phasensprung soll die Frequenzmessung nicht reagieren. Die Erkennung eines Phasensprunges ist eine Aufgabenstellung für Vektorsprungrelais.
- Gleichanteile im Signal sollen unterdrückt werden.
- Die Frequenzmessung soll den Einfluss von harmonischen und nicht harmonischen Schwingungen abweichend von der Betriebsfrequenz (Oberschwingungen, Subharmonische, etc.) unterdrücken.

Diese Störsignale erzeugen variable Raumzeigergeschwindigkeiten und bei den projizierten Messsignalen (siehe Bild 4) mehrfache Nulldurchgänge (siehe Bild 9). Dies erfordert aber eine zusätzliche Vor- und / oder Nachverarbeitung und somit eine zusätzliche Verzögerung.

Beispiele für Maßnahmen:

- Allgemeines Bandpassfilter vor der Frequenzmessung
- Bewertung einer größeren Anzahl von Perioden
- Nachfolgende Filterung mit einem „moving average filter“ höherer Ordnung
- Nachfolgende Filterung mit einem Median Filter um einmalige Phasensprünge zu unterdrücken
- Verzögerung der Anregung

4 Schutztechnische Anwendungen der Frequenzänderungsgeschwindigkeit

4.1 Einleitung und Definitionen

Die Frequenzänderungsgeschwindigkeit ist ein Kriterium für die Erkennung einer Störung des Gleichgewichtes aus erzeugter und verbrauchter Wirkleistung (ΔP) in einem geschlossenen System. Hier gilt unmittelbar nach Eintritt der Störung ($t=0_+$):

$$\frac{df}{dt} = - \frac{f_{\text{nenn}}}{2H} \cdot \frac{\Delta P}{S_{\text{nenn}}}$$

d.h. die Frequenzänderungsgeschwindigkeit ist proportional dem Wirkleistungsdefizit, mit:

f_{nenn}	Nennfrequenz
ΔP	Relativer Wirkleistungssprung ($P_{\text{Last}} - P_{\text{Erzeugung}}$)
S_{nenn}	Nennscheinleistung aller synchronlaufenden Erzeugungseinheiten
H	Äquivalente Trägheitskonstante aller synchronlaufenden Erzeugungseinheiten

Die Gleichung basiert auf einem reinen Frequenz-Wirkleistungsmodell im Mittelzeitbereich, die Spannung wird dabei als konstante Größe vorausgesetzt (P-f-Modell). Für die Überwachung dieser Bedingung ist in allen praktischen Anwendungen eine Unterspannungssperre vorgesehen. Das Ungleichgewicht ΔP ändert sich im weiteren Verlauf der Störung, z.B. durch Lastabwurf, Freigabe von Systemreserven oder Frequenzabhängigkeit der Lasten. Um die Frequenzänderungsgeschwindigkeit als Kriterium für die relative Anfangsgröße des Ungleichgewichtes zu verwenden, ist aus diesem Grund eine möglichst schnelle Ermittlung notwendig.

Die schutztechnischen Anwendungen umfassen:

- Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf
- Inselerkennung
- Netztrennung (gesteuerte Inselbildung)

Das Frequenzänderungsgeschwindigkeits-Kriterium wird auch für die Abschaltung von Erzeugereinheiten als Schutz gegen hohe oder kumulative mechanische Beanspruchungen eingesetzt, oder um Betriebsrisiken in Verteilnetzen mit Erzeugungseinheiten nach Trennung von der Haupteinspeisung zu vermeiden. Erzeugungseinheiten in Störungsnähe weisen höhere df/dt auf. Eine Diskussion der dazugehörigen Frequenzgradienten und Messfenster ist nicht das Objekt des vorliegenden Dokuments.

Die auf der Frequenzänderungsgeschwindigkeit basierende Schutzfunktion wird als ROCOF bezeichnet. Bezeichnungen wie df/dt oder $\Delta f/\Delta t$ sind auch üblich, werden hier aber nicht verwendet.

4.2 Messverfahren und Messalgorithmen

Die Messverfahren basieren auf der schon beschriebenen Frequenzmessung. Diese wird zu zwei Zeitpunkten durchgeführt, die einen zeitlichen Abstand von Δt haben.

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_2 - f_1}{t_2 - t_1}$$

Wie aus Bild 16 zu entnehmen ist, beträgt die Zeit zur Bestimmung eines ROCOF-Wertes mindestens der Summe aus der Fensterlänge zur Frequenzmessung (Fenster f_1 und f_2) und der Zeitdifferenz Δt zwischen den beiden bestimmten Frequenzwerten f_1 und f_2 . Stabilisierungen zur Vermeidung von Überfunktion bei gestörten Messwerten verlängern die Ansprechzeiten weiter. Typische minimale Eigenzeiten liegen im Bereich von 200 bis 400 ms.

In Bild 17 ist die Grundstruktur einer möglichen ROCOF-Funktion dargestellt.

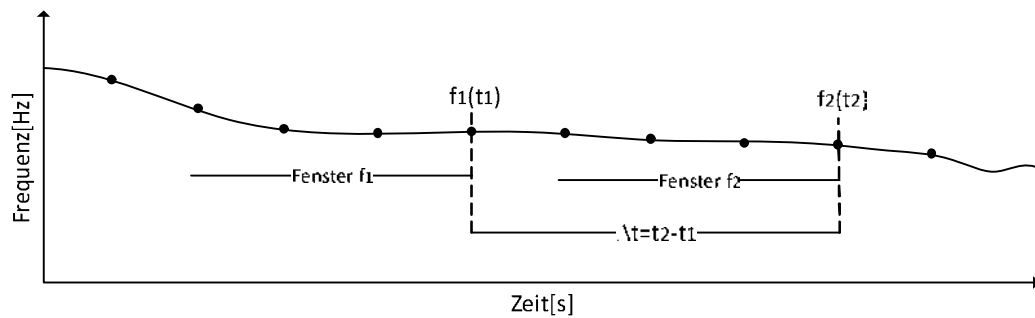


Bild 16 Prinzip der ROCOF-Bestimmung

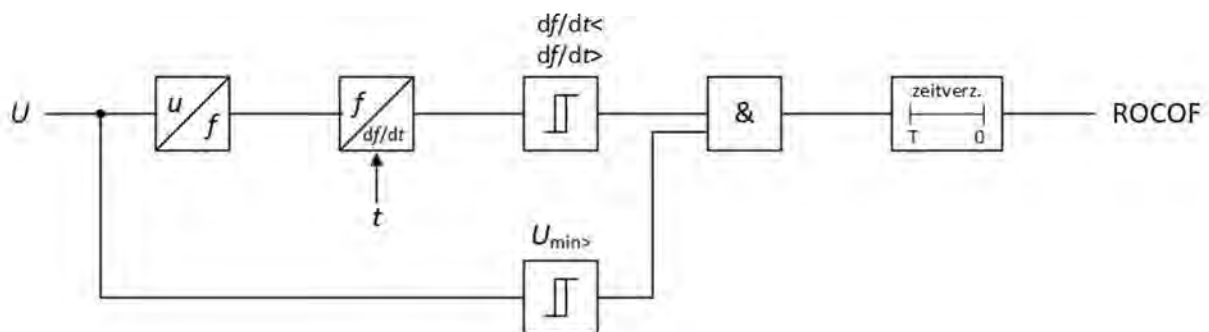


Bild 17 Beispiel einer ROCOF-Funktion

Elektromechanische und elektromagnetische transiente Vorgänge nach Eintritt der Störung beeinflussen die Frequenzmessung und damit auch die Berechnung von df/dt . Um die Auswirkungen auf die Schutzfunktion zu minimieren, haben sich in der Praxis die folgenden Methoden behauptet:

- Wiederholung der df/dt -Berechnung in einem vordefinierten Messfenster und anschließende Mittelwertbildung
- Wiederholung der Mittelwertbildung in sukzessiven Messfenstern (Iterationen)
- Sperre der Messung außerhalb vordefinierter Spannungs-, Strom- oder Frequenzbereiche.

Weil für bestimmte Anwendungen (z.B. Inselerkennung) die Zeitverzögerungen für Iterationen und Mittelwertbildung zu lang sind, bieten manche Hersteller eine zusätzliche Ansprechsicherheit mittels einer Δf -abhängigen Auslösekennlinie. Anhand von Relaisherstellereinformationen werden nachfolgend einige Details zu der internen Signalverarbeitung für die ROCOF-Berechnung erläutert.

Hersteller 1

Algorithmus 1 (vordefiniertes Messfenster)

- df/dt -Berechnung in einem N-Perioden-Takt als Differenz der gemessenen Frequenz:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n - f_{n-N}}{N \text{ Perioden}}$$

$N = 3 \dots 6$ (einstellbar)

- Auslösebefehl (oder $f_{<}$ -Freigabe) wenn die Frequenzänderung den eingestellten Wert in zwei sukzessiven Iterationen überschritten hat

Algorithmus 2 (gleitendes Messfenster)

- Mittelwert df/dt über ein benutzerdefiniertes Messfenster
- Benutzerdefinierte Anzahl der Iterationen

Hersteller 2

- Funktion 81R: rollendes Messfenster, mindestens 3 Perioden, intern festgelegt in Abhängigkeit der ROCOF-Einstellung (30 Perioden für minimale Einstellung 0,25 Hz/s)
- Funktion 81RF: Messfenster 3 Perioden, Auslösekennlinie linear abhängig von der Frequenzabweichung

Hersteller 3

Die ROCOF-Messung ist ab einer Freigabefrequenz f_c aktiviert. Wenn innerhalb eines Zeitfensters dt die Frequenz über der Auslösefrequenz f_T liegt, wird die ROCOF-Funktion blockiert und wieder freigegeben, wenn die Frequenz erneut unter f_c sinkt.

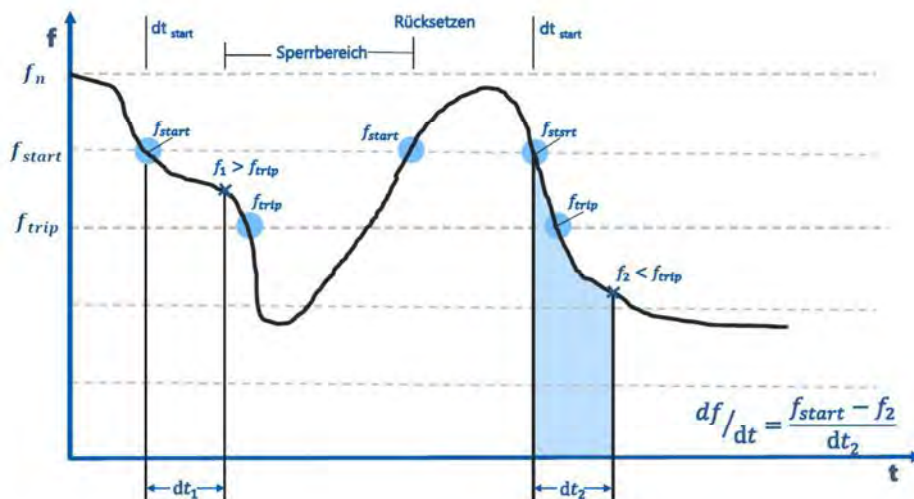


Bild 18 Frequenzverlauf mit ROCOF Blockier- und Auslösevorgängen

Hersteller 4

- df/dt -Berechnung in einem Halb-Perioden-Takt als Differenz der gemessenen Frequenz über ein benutzerdefiniertes Messfenster von N Perioden ($N = 2 \dots 5$): $\frac{df}{dt} = \frac{f_n - f_{n-N}}{t_n - t_{n-N}}$
- Eine Unterspannungsblockierung (Mitsystem) ist wie beim Frequenzschutz möglich
- Auslösebefehl wenn ein stabilisiertes Ergebnis zur Schwellwert Über- bzw. Unterschreitung vorliegt

Hersteller 5

Das in Bild 19 gezeigte Blockdiagramm stellt das Prinzip der Frequenzberechnung und die Beziehung zwischen den einzelnen Berechnungsmodulen dar. Die Ausgabe dieses Blockdiagramms kann dann von dem Schutzgerät für die Frequenzschutzfunktionen verwendet werden.

Die Filterung erfolgt mit einem IIR-Filter und anschließend wird ein Mittelwert gebildet, der dann von der Frequenzschutzfunktion verwendet wird.

Die Frequenz und der Frequenzgradient df/dt werden aus zwei aufeinanderfolgenden Perioden unter Verwendung eines gleitenden Fourier-Transformations-Fensters ermittelt. Die angewandte Filterung ergibt eine ungefähre Reaktionszeit von 4 Perioden.

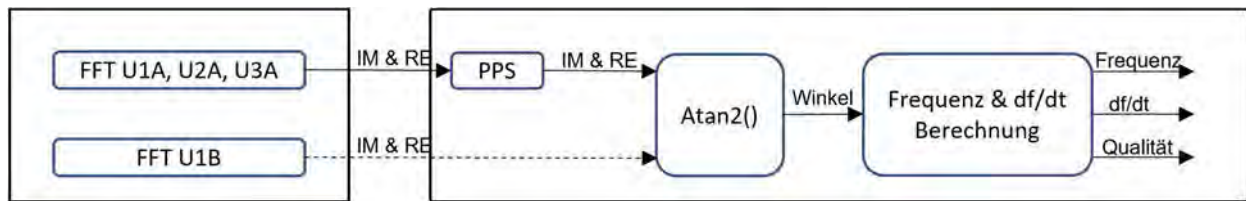


Bild 19 Blockdiagramm zum Prinzip der Frequenzberechnung

4.3 Anwendungen der ROCOF-Funktion

4.3.1 ROCOF-Anwendung für den adaptiven Unterfrequenzlastabwurf

Zielsetzung und Arbeitsweise

Das Hauptziel eines adaptiven Unterfrequenzlastabwurfes (Unterfrequenz-Stufe mit ROCOF) ist die Über-/Unterfunktion des rein frequenzbasierten Lastabwurf zu vermeiden. Dadurch sollen Störungen mit größeren Leistungsungleichgewichten und folglich höheren Frequenzgradienten beherrscht werden. Unterfunktionen können zu einem Blackout führen, Überfunktionen auch zu Systemstörungen durch anschließend auftretenden Überfrequenzen [6].

Die Frequenzänderungsgeschwindigkeit liefert eine Information über die relative Größe des Ungleichgewichtes zwischen Last und Erzeugung. Die ROCOF-Funktion kann deshalb als Zusatzkriterium zur Realisierung eines adaptiven UFLA verwendet werden.

Zur Stabilisierung des adaptiven UFLA werden typischerweise verschiedene Funktionen logisch oder zeitlich miteinander verknüpft. Beispiele für solche Verknüpfungen sind:

- Freigabe durch Wirkleistungsrichtung
- Verknüpfung von Unterfrequenz und ROCOF, wobei die Last bei einer höheren Frequenz abgeworfen wird als bei reiner Unterfrequenzmessung
- Überbrückung von Zeitverzögerungen von UFLA -Stufen durch die ROCOF-Funktion

Unter einem adaptiven UFLA werden sämtliche verknüpfte Funktionen verstanden, deren Ziel ein effizienterer Lastabwurf ist.

Die Ansprech- und Rückfallzeiten der verwendeten Einzelfunktionen und die Art der Verknüpfung bestimmen das Verhalten eines adaptiven UFLA. Es ist weiter zu berücksichtigen, dass die Eigenschaften der Einzelfunktionen gerätespezifisch sind. Es sollte mit einer Applikationsprüfung überprüft werden, ob einer in einer Schutzeinrichtung implementierter adaptiver UFLA auch die für die Anwendung gewünschten Eigenschaften hat. Das Ergebnis dieser Applikationsprüfung wird möglicherweise gerätespezifisch sein.

Die Frequenzänderungsgeschwindigkeit unmittelbar nach Eintritt einer anhaltenden Störung des Gleichgewichtes zwischen Last und Erzeugung liefert eine Information über die relative Größe des Last- oder Erzeugungssprunges. Die ROCOF-Funktion ermöglicht teilweise eine schnellere Schutzreaktion, da sich große Differenzen in der Leistungsbilanz eines Teilnetzes direkt erkennen lassen, während bei einem reinen Frequenzschutz erst eine vordefinierte Frequenzabsenkung erreicht werden muss. Im weiteren Verlauf der Störung ändert sich das df/dt durch Freigabe von Systemreserven, Lastabwurf und Frequenzabhängigkeit der Lasten und könnte deshalb als Zusatzkriterium für einen adaptiven UFLA verwendet werden.

Anwendungsbeispiele

Bild 20 veranschaulicht den simulierten Frequenz- und df/dt -Verlauf als Folge eines relativ großen Erzeugungsdefizits in einem Verbundsystem mit 35 GW. Der df/dt -Verlauf entspricht dem center of

inertia¹. Insbesondere in den ersten Perioden nach Störungseintritt sind aber relativ stark abweichende lokale Werte möglich, was für praktische Anwendungen eine Verknüpfung mit der Unterfrequenzfunktion in der Regel notwendig macht.

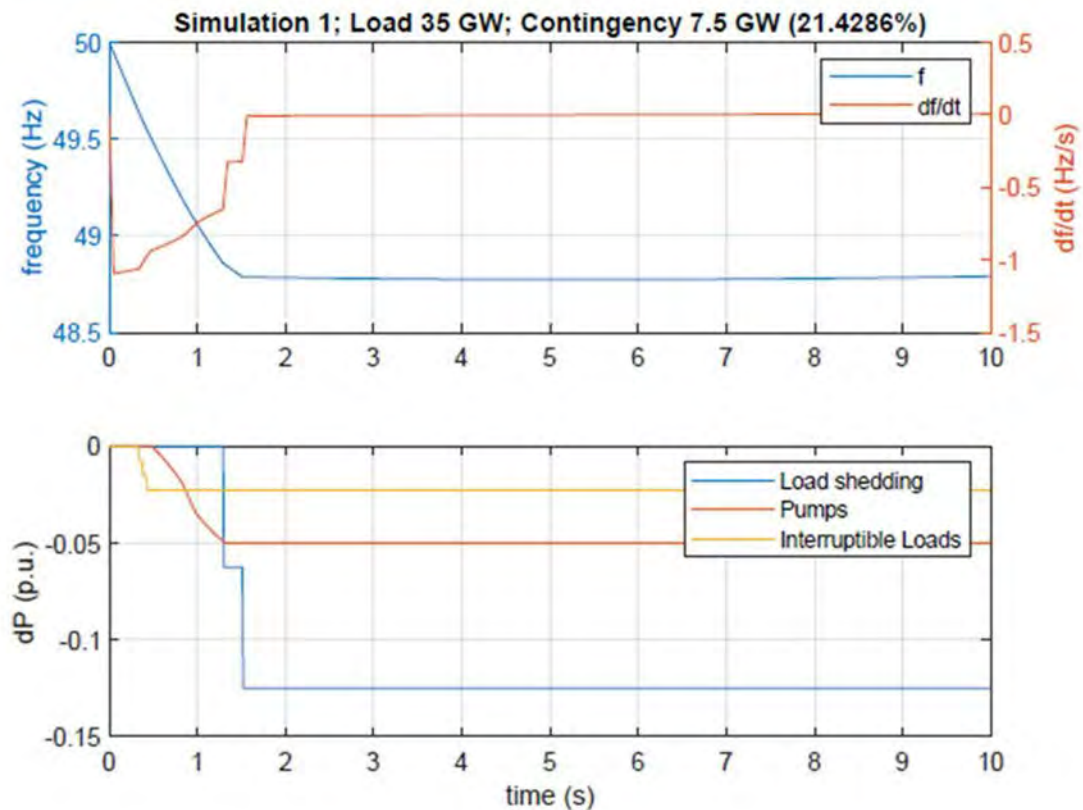


Bild 20 Frequenz und df/dt -Verläufe bei einer 21 % Erzeugungsdefizit in einem 35 GW Verbundsystem mit UFLA [6]

Bild 21 zeigt die Grundstruktur eines adaptiven UFLA mit ROCOF. Hier wird auch die Wirkleistungsrichtung bewertet, um nur Netzbereiche abzuwerfen die Wirkleistung beziehen. In der Praxis werden auch andere Varianten verwendet, wie z.B.:

- Überbrückung der f_c -Zeitverzögerung
- Mitnahme von tieferen Unterfrequenzstufen

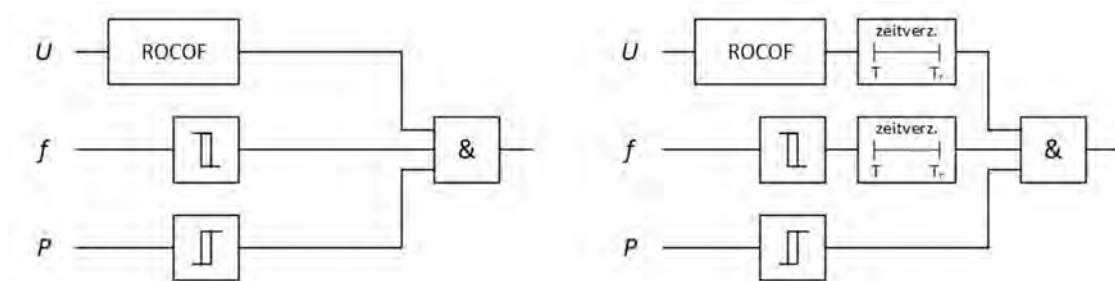


Bild 21 Mögliche Grundstrukturen eines Unterfrequenzlastabwurfs mit ROCOF

¹ Entspricht dem „Trägheitsmittelpunkt“ eines synchronen Netzgebiets/Insel bzw. jener Synchronmaschine, deren Abweichung der Frequenz bei transienten Vorgängen am geringsten ist. Wird das synchrone Netzgebiet / Insel durch ein Einknotenmodell nachgebildet, so entspricht die Frequenz des Einknotenmodells genau jener des center of inertia.

Bild 22 zeigt ein Beispiel für den Einsatz der ROCOF Funktion in einem Industrienetz um die Langzeitverzögerung der ersten $f_{<}$ -Stufe (langsame Frequenzänderung bei einem systemweiten Erzeugungsdefizit) zu überbrücken [4-4].

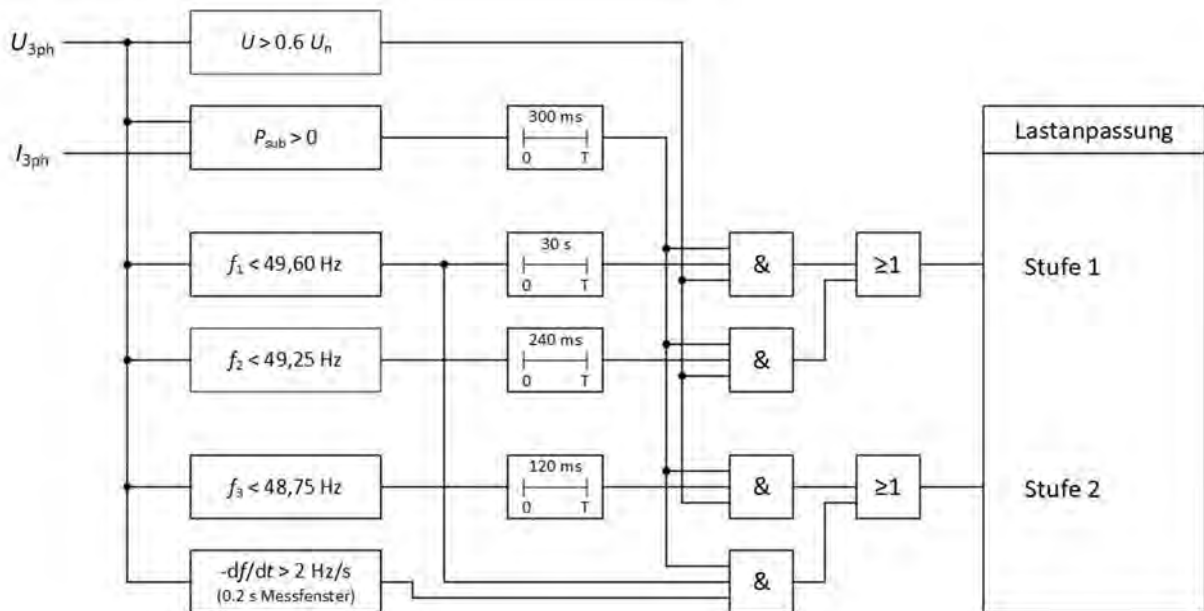


Bild 22 Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf (Beschleunigung der $f_{<}$ -Stufe 1)

4.3.2 Anwendung für Inselerkennung und gesteuerte Inselbildung

Im Allgemeinen wird ROCOF hier eingesetzt:

- Als unabhängiges Kriterium für die schnelle Erkennung einer ungewollten Inselbildung im Verbundsystem.
- Für die Trennung eines Teilsystems mit eigener Erzeugung von dem Verbundnetz bei Erkennung einer andauernden Systemstörung (gesteuerte Inselbildung).

Die praktische Umsetzung der Anwendungen hat unterschiedliche Anforderungen an die Genauigkeit und die Ansprechzeit der ROCOF-Funktion. Die Inselerkennung ist eine zeitkritische Anwendung mit hohem Anspruch auf Zuverlässigkeit (keine Unterfunktion). Für die gesteuerte Inselbildung ist in der Regel eine hohe Sicherheit gewünscht (keine Überfunktion), die durch Verknüpfung von ROCOF mit konventionellen Kriterien $U_{<}, I_{>}, f_{>}, f_{<}$ etc. erreicht wird. In Abhängigkeit von dem Ungleichgewicht von Last und Erzeugung nach der Inselbildung, kann aber auch eine gesteuerte Inselbildung zeitkritisch sein.

Wie für den adaptiven UFLA mit ROCOF, ist die Koordinierung der Einstellungen der verschiedenen Kriterien eine komplexe Aufgabe, die Detailinformationen über Störungsverlauf im Verbundsystem als auch über die Eigenerzeugung und Spannungs- bzw. Frequenzabhängigkeit der Lasten im Teilsystem voraussetzt. In der Praxis sind dafür Simulationen mit möglichst genauen Modellen des Verbund- und Inselnetzes notwendig.

Für die schnelle Inselerkennung werden ROCOF Algorithmen mit Messfenstern unter 5 Perioden eingesetzt. Eine andere Methode verwendet eine Kennlinie, bei der die Frequenzabweichung zur Stabilisierung genutzt wird (Bild 23). Dieses Verhalten ist auf einem einstellbaren Bereich begrenzt. Für die Erhöhung der Auslösesicherheit sind in den praktischen Ausführungen auch Unterspannungs- und Überstromfreigabekriterien eingesetzt.

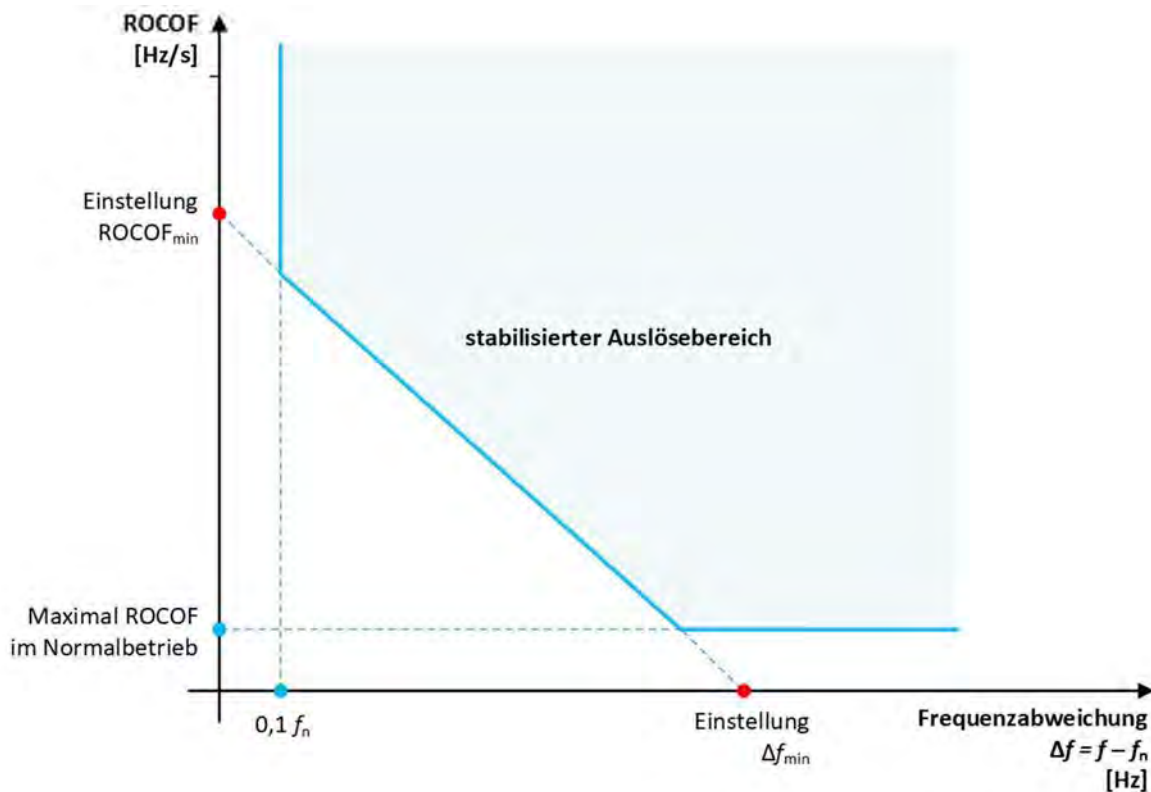


Bild 23 Stabilisierung der ROCOF-Auslösekennlinie mit Frequenzabweichung

4.3.3 Grenzen der Anwendung

Die vorgestellten Anwendungen der ROCOF-Funktion dienen häufig dazu, im Falle einer großen Leistungsdifferenz ΔP eine Entkopplung schneller einzuleiten als ein reiner Unterfrequenzschutz. Diese Anwendungen sind damit typischerweise zeitkritisch. Gleichzeitig ergibt sich aus der Gestaltung und den Eigenschaften der Schutzfunktion welche maximale Leistungsdifferenz ΔP (Last- oder Erzeugungssprung) noch beherrscht werden kann.

Eine Größe, die die beherrschbare Leistungsdifferenz ΔP mitbestimmt, ist die Fehlerklärungszeit der gesamten Schutzfunktion. In Abschnitt 4.2 wird die Auslösezeit t_A der ROCOF-Funktion mit 200 bis 400 ms abgeschätzt, mit einer zusätzlichen Zeit für den Leistungsschalter von ungefähr 80 ms ergibt sich eine Fehlerklärungszeit t_F von 280 bis 480 ms für eine ROCOF-Funktion. Die Auslösezeit einer verknüpften Gesamtschutzfunktion (z.B. $f_c + \text{ROCOF}_c + P_c$) wird mindestens gleich groß sein. Die Auslösezeit der Gesamtfunktion sollte sicher und zuverlässig ermittelt werden. Fehlerhafte Ermittlung der Auslösezeiten der Gesamtfunktion führen zu fehlerhaften Annahmen über die beherrschbare Leistungsdifferenz. Insbesondere führen zu klein angenommene Auslösezeiten zu Aussagen über sehr große beherrschbare Leistungsdifferenzen, die jedoch mit den aktuellen Schutzeinrichtungen nicht umsetzbar sind.

Eine weitere Größe, die die beherrschbare Leistungsdifferenz ΔP mitbestimmt, ist die Sensitivität des Systems gegen eine Überreaktion des Gesamtschutzsystems. Der Zusammenhang wird hier zunächst durch ein Beispiel erläutert, bevor auf die Folgerungen eingegangen wird.

Beispiel: Ablauf für eine adaptive UFLA mit Überreaktion

- Es tritt eine Leistungsdifferenz $\Delta P = -15\%$ auf.
- Die adaptive UFLA schaltet zu viele Lasten ab, es kommt dadurch zu $\Delta P = +10\%$.
- Der Überfrequenzschutz schaltet zu viel Erzeugung ab, es kommt dadurch zu $\Delta P = -10\%$.
- Der Ablauf geht so weiter, bis das Netz zusammenbricht

Dass solche Abläufe nicht auszuschließen sind, zeigen erste Untersuchungen [6]. Auf der Netzseite kann die Größe der zulässigen Überreaktion durch Simulation bestimmt werden, um die Stufengröße der UFLA entsprechend festzulegen. Auf der Schutzseite ergibt sich die mögliche Überreaktion aus den Rückfallzeiten und Rückfallverhältnissen der Einzel- und Gesamtschutzfunktion bei verschiedenen Szenarien. Die entsprechenden Größen sind in Applikationsprüfungen (siehe Abschnitt 9.4) zu ermitteln.

4.3.4 Typische Einstellwerte und Funktionsweisen

In diesem Abschnitt werden die typischen Einstellwerte der ROCOF-Funktionen für die verschiedenen Applikationen angegeben. Die Einstellwerte werden hierbei als obere oder untere Grenzen angegeben, dadurch werden auch sinnvolle Einstellwerte für eine Applikationsprüfung aufgezeigt.

Herstellerspezifische oder funktionsspezifische Einstellempfehlungen werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

4.3.4.1 Unterfrequenzlastabwurf

Für den Einstellwert gilt typischerweise $df/dt < -1 \text{ Hz/s}$, d.h. der Wert ist immer negativ. Für die Zeitverzögerung gilt typischerweise $t_{df/dt} = 0 \text{ s}$.

Die Funktion ist normalerweise mit einer Unterfrequenzfunktion verknüpft,

- die durch die df/dt -Schwelle der ROCOF-Funktion freigegeben wird, oder
- deren Zeitverzögerung durch die ROCOF-Funktion verkürzt wird.

Für den Einstellwert der zugehörigen Unterfrequenzfunktion gilt typischerweise in 50-Hz-Netzen:

$$48 \text{ Hz} < f_c < 50 \text{ Hz (z.B. 49,5 Hz)}.$$

4.3.4.2 Inselerkennung (Loss of Mains)

Für den Einstellwert gilt typischerweise $df/dt < -0,2...-0,3 \text{ Hz/s}$ oder $df/dt > 0,2...0,3 \text{ Hz/s}$, d.h. der Wert kann positiv als auch negativ sein. Für die Zeitverzögerung gilt typischerweise $t_{df/dt} = 0,4...0,5 \text{ s}$.

Die Funktion ist nicht zwingend, wird aber in den praktischen Anwendungen öfters mit anderen Schutzfunktionen verknüpft.

Eine ROCOF-Funktion wird an dem Anschlusspunkt des Teilnetzes mit lokaler Eigenerzeugung vorgesehen. Für eine bestimmte ROCOF-Einstellung ist die Grenze des minimalen Leistungsaustausches mit dem übergeordneten Netz zu ermitteln, die eine ungewollte Inselbildung sicher erkennen kann. Im Allgemeinen sind dafür dynamische Simulationen notwendig. In der Planungsphase einer Anlage ist es oft ausreichend die Abhängigkeit $\Delta P_{\min}$ als Funktion von df/dt mit einem einfachen ROCOF-Modell unter Berücksichtigung der ROCOF-Ansprechverzögerung t_a (Signalverarbeitung, Messiterationen, externe Verzögerungen) zu evaluieren, um eventuell auf aktive Inselerkennungsmethoden (z.B. Verstellung der Regelung von EE-Umrichtereinspeisungen) auszuweichen.

Exponentielle oder Simplified-Frequency-Response-Modelle (SFR) sind dafür anwendbar, weil trotz starker Vereinfachung der Dynamik (keine Erzeugungseinheitenregelung, konstanter Lastsprung) doch eine gute Darstellung des Frequenzverlaufes in dem relevanten Zeitbereich für die Erfassung des Inselbetriebszustandes möglich ist.

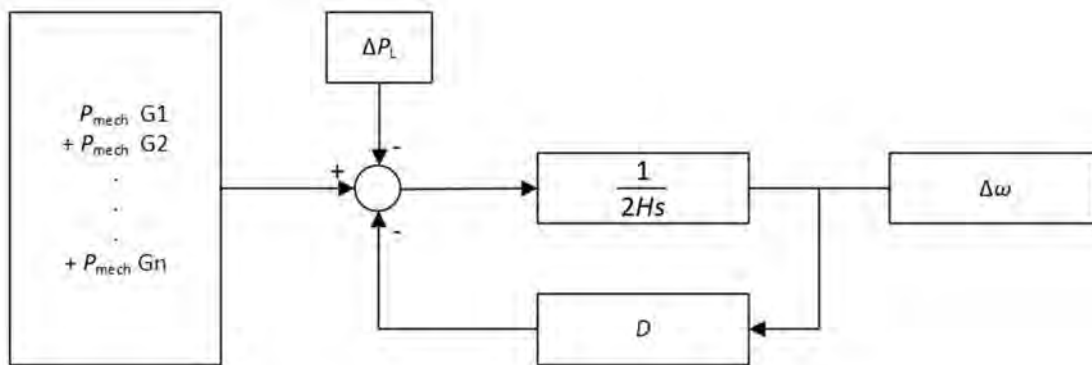
Bild 24 veranschaulicht zum Beispiel das normierte exponentielle Modell [7], das auch die Frequenzabhängigkeit der Last nach der Inselbildung berücksichtigt.

Für eine gegebene $ROCOF_{\text{set}}$ -Einstellung kann man aus dem entsprechenden Zeitmodell den minimalen erfassbaren Lastsprung $\Delta P_{\min}$ berechnen (Non-Detection Zone, NDZ):

$$\Delta P_{\min} = \left(\frac{2H}{f_0} \right) \cdot ROCOF_{\text{set}} \cdot e^{(D/M) \cdot t}$$

Für ein Inselsystem mit geringer Trägheit und Lastdämpfung liegt die NDZ für $ROCOF_{\text{set}} = -0,5...-0,9 \text{ Hz/s}$ unter 10 % des Leistungsdefizites (Bild 25). Tieferer ROCOF-Einstellungen, um die NDZ zu verringern, sind zwar technisch durchaus möglich, wegen der Überfunktionsgefahr im Verbundbetrieb und der langsameren

internen Berechnung aber möglichst zu vermeiden. In solchen Fällen sind die erwähnten aktiven Inselerfassungsmethoden auch in Erwägung zu ziehen.



$P_{\text{mech}} G1 \dots Gn$	mechanische Leistung aller Generatoren am Netz
ΔP_L	Leistungssprung
H	gesamtes Trägheitsmoment aller rotierender Massen
D	Frequenzabhängigkeit der Lasten
$\Delta \omega$	Änderung der Winkelgeschwindigkeit

Bild 24 Dynamisches Modell der rotierenden Massen und Frequenzabhängigkeit der Lasten

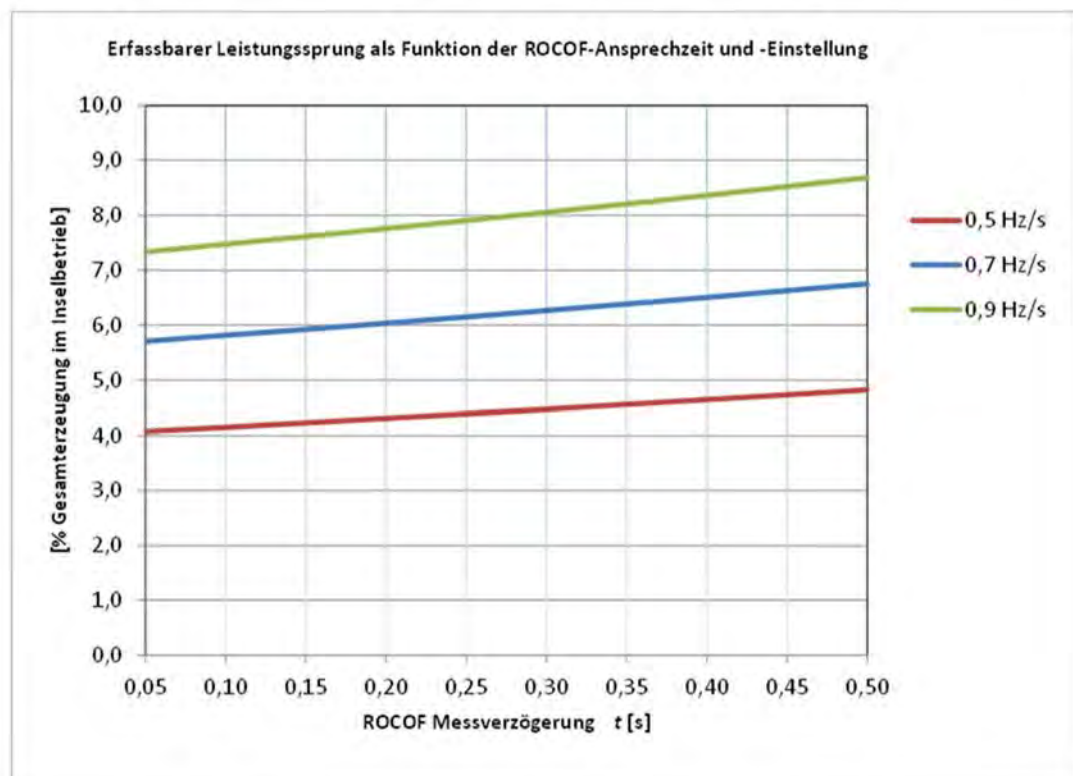


Bild 25 Leistungsdefizit bei einer gegebenen ROCOF-Einstellung in Abhängigkeit der Ansprechverzögerung

4.3.4.3 Gesteuerte Inselnetzbildung

Eine typische Anwendung ist der Anschluss eines großen Industrienetzes mit Eigenerzeugung an das Verbundsystem. Die Verknüpfung f_c & ROCOF_s ist in der Regel nur ein Kriterium für die gesteuerte Entkopplung von dem Verbundsystem und wird in der Praxis zwingend mit anderen Kriterien basierend auf

Überstrom, Unterspannung und Leistungsrichtung ergänzt, um eine Ausweitung einer Störung auf das Inselnetz zu verhindern. Die Ermittlung der Einstellungen bedarf einer dynamischen Simulation der relevanten Betriebsszenarien, unter Verwendung von möglichst genauen Modellen der Lasten und Erzeugungseinheiten.

Die praktische Ausführung einer Verknüpfung $f_{<}$ & $ROCOF_{>}$ benötigt auch eine sorgfältige Koordinierung der Ansprech- und Rückfallzeiten beider Funktionen. Bild 26 zeigt prinzipiell, dass die zeitliche Koordinierung von den Einstellungen der $f_{<}$ & $ROCOF_{>}$ Verknüpfung stark abhängig ist.

Hierbei sind sowohl die Einstellwerte als auch die Rückfallzeiten zu beachten, was in der Praxis eine Prüfung mit den applikationsspezifischen Relais notwendig macht.

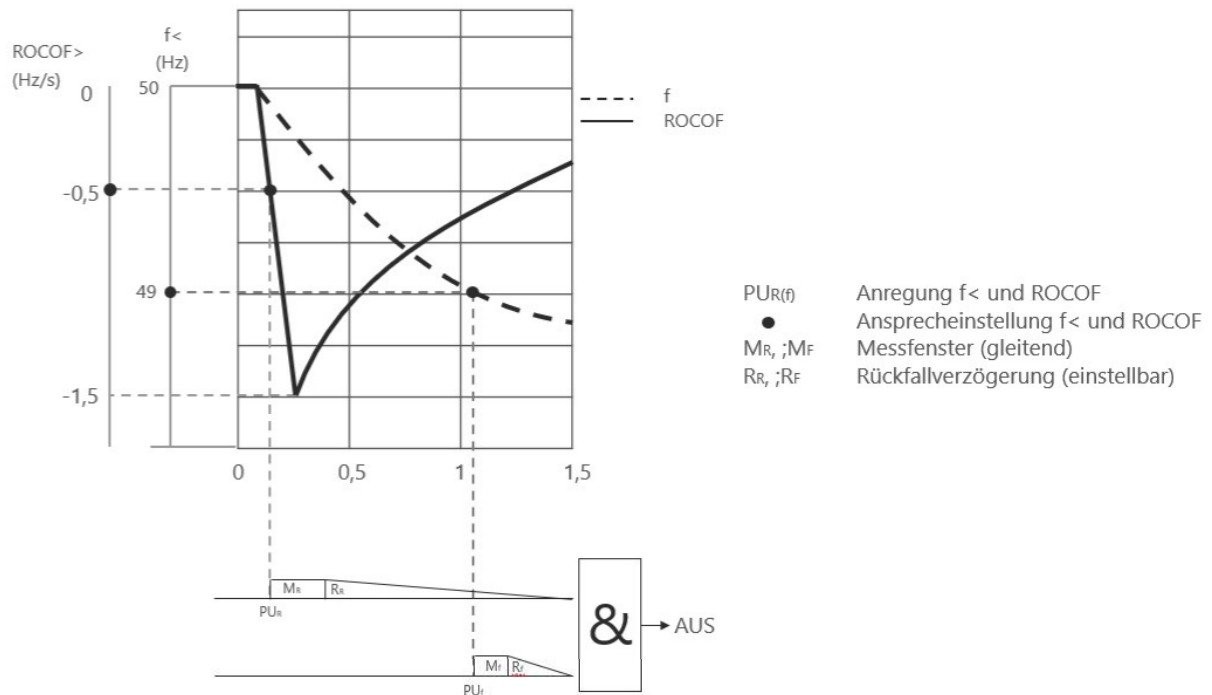


Bild 26 Koordinierung der Ansprech- und Rückfallzeiten der Verknüpfung $f_{<}$ & $ROCOF_{>}$

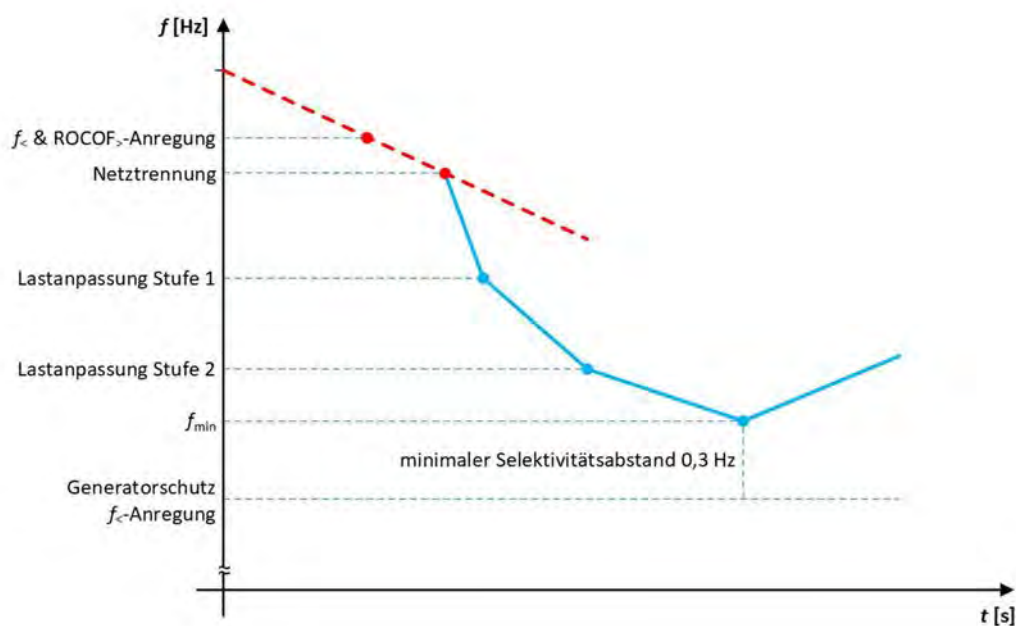


Bild 27 Koordinierung der $f_{<}$ & $ROCOF_{>}$ Funktion mit dem Unterfrequenzschutz der Erzeugungseinheiten

Bei Verwendung der Funktion $f_{\leq}$ & $ROCOF_{\geq}$ für die gesteuerte Inselnetzbildung ist auch eine Koordinierung mit dem mehrstufigen Unterfrequenzschutz der Erzeugungseinheiten wichtig. Bild 27 zeigt prinzipiell, basierend auf einem linearisierten Frequenzverlauf nach der Inselnetzbildung [8], die in der Praxis bewährte Frequenzselektivität zwischen Ansprechschwelle des Unterfrequenz-Generatorschutzes und dem minimalen Frequenzwert nach der Inselnetzbildung.

Die Wiederaufnahme des stabilen Betriebes nach Inselnetzbildung ist in der Regel durch dynamische Simulationen unter folgenden Voraussetzungen zu prüfen:

- genaue Modellierung der Frequenz- und Spannungsregelung der weiterlaufenden Erzeugungseinheiten (Herstellerparametrierung der Modelle oder Identifikation durch Feldmessungen)
- UFLA Modellierung im Inselnetzbetrieb
- Berücksichtigung der Frequenz- und Spannungsabhängigkeit der Lasten
- Berücksichtigung der Zeitverzögerungen für die Mess-, Regel- und Auslösesignale

Die dynamischen Simulationen bieten auch die Gelegenheit einer Optimierung des Unterfrequenzlastabwurfs und der Unterspannungsblockaden durchzuführen. Als Ergebnis von dynamischen Simulationen in großen Industrieanlagen wurden die in Tabelle 5 dargestellten typische maximale Wirkleistungssprünge ermittelt, die zu einem stabilen Betrieb nach einer Inselnetzbildung führen würden [8].

Tabelle 5 *Erforderliche Maßnahmen für typische maximale Wirkleistungssprünge*

Wirkleistungssprung ΔP [%]	Erforderliche Maßnahmen
< 20	Umstellung der Erzeugungseinheiten auf Frequenz- und Spannungsregelung
< 30	Unterfrequenzlastabwurf
< 50	Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf (CBLS)

Höhere Leistungssprünge größer als 30 % der Gesamterzeugung im Inselnetzbetrieb sind normalerweise mit einem unverzögerten von dem Signal der Inselnetzerkennung angesteuerten Lastabgleich, basierend auf SCADA- Informationen, beherrschbar (Contingency Based Load Shedding, CBLS).

4.4 Prüfungen

Eine zusammengesetzte Schutzfunktion mit ROCOF ist in Bild 28 beispielhaft dargestellt. Für Inbetriebnahme und Wartung werden die zugehörigen Prüfungen benötigt.

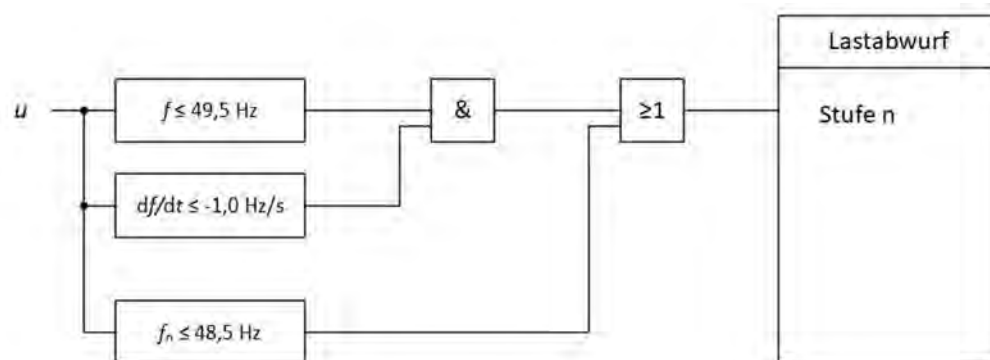


Bild 28 *Beispiel für adaptiven UFLA*

Da typischerweise auch Kenngrößen der Gesamtschutzfunktion (z.B. die Auslösezeit) benötigt werden, sind normalerweise auch Applikationsprüfungen notwendig.

Beim Aufbau der Prüfungen sind die Aussagen aus Abschnitt 9.1 zu berücksichtigen.

Eine detaillierte Prüfung für die Schutzfunktionen kann nicht angegeben werden, da die Schutzfunktionen und die zugehörigen Anwendungen sehr unterschiedlich und vielfältig sind.

Nachfolgend wird eine Skizze zum Aufbau der Applikationsprüfung dargestellt, hierbei kann als Basis für die Prüfung die Systematik der in 9.4 vorgestellten Applikationsprüfung UFLA genutzt werden. Der vorgestellte Ansatz kann auch angewendet werden, wenn der Entwurf des Schutzsystems und der Prüfung iterativ erfolgen.

Die Applikationsprüfung sollte

- überprüfen, ob alle Teilfunktionen und die Gesamtfunktion richtig arbeiten,
- überprüfen, ob Überfunktionen knapp oberhalb der Toleranzgrenze auftreten (mit und ohne Störgrößen),
- überprüfen, ob Unterfunktionen knapp unterhalb der Toleranzgrenze auftreten (mit und ohne Störgrößen),
- die benötigten Kenngrößen (z.B. Auslösezeit, Rückfallzeit, Genauigkeit und Rückfallverhältnis) der Einzel- und Gesamtfunktion ermitteln.

Hierbei kann schrittweise vorgegangen werden.

Zunächst sind die möglichen Einstellparameter, die zu erwartenden Frequenzgradienten, die relevanten Störgrößen und die Anforderungen an die Kenngrößen zu ermitteln.

Im zweiten Schritt kann das Verhalten der Einzelfunktionen betrachtet werden. Für sinusförmige Größen können die benötigten Daten den Handbüchern entnommen werden. Zur Berücksichtigung von Störgrößen sind angepasste Signalverläufe zu verwenden.

In einem dritten Schritt können jetzt Szenarien für die Prüfung der Gesamtschutzfunktion und die Ermittlung der benötigten Kenngrößen festgelegt werden.

Es sollte beachtet werden, dass die Ergebnisse einer solchen Prüfung (z.B. die Auslösezeit) normalerweise nicht auf andere Gerätetypen übertragen werden können. Auch nach einem Firmwareupdate oder Ähnlichem ist eine Prüfung zu empfehlen. Der Aufwand ist häufig gering, da die Prüfung bereits ausgearbeitet wurde.

5 Hinweis zur Prüfung mit Harmonischen

5.1 Grundlagen

5.1.1 Rotierender Zeiger und Phasenverschiebung der Grund- und Oberschwingung

Der Winkel eines rotierenden Zeigers mit der Grundschriftungsfrequenz f_1 verläuft wie folgt:

$$\varphi_1(t) = 2\pi f_1 t \quad (5-1)$$

Die Phasenverschiebung der Leiter-Erde-Spannungen φ_{Lx-E} bestimmt den Startpunkt ($t = 0$):

$$\varphi_1(t) = 2\pi f_1 t + \varphi_{Lx-E 1} \quad (5-2)$$

Der Zeiger der Harmonischen h dreht sich h -mal schneller als die Grundschriftung:

$$\varphi_h(t) = h \cdot \varphi_1(t) \quad (5-3)$$

Wird ein Startpunkt ungleich null definiert, muss auch hier eine Phasenverschiebung eingeführt werden:

$$\varphi_h(t) = h \cdot \varphi_1(t) + \varphi_h \quad (5-4)$$

Einsetzen von Gleichung (5-1) in (5-4) ergibt:

$$\varphi_h(t) = h \cdot (2\pi f_1 t + \varphi_{Lx-E 1}) + \varphi_h \quad (5-5)$$

Das Spannungssignal der Ordnung h mit der Amplitude $\hat{u}_h$ lautet:

$$u_{Lx-E h}(t) = \hat{u}_h \cdot \sin(\varphi_h(t)) \quad (5-6)$$

Und damit:

$$u_{Lx-E h}(t) = \hat{u}_h \cdot \sin(h \cdot (2\pi f_1 t + \varphi_{Lx-E 1}) + \varphi_h) \quad (5-7)$$

Werden alle N Ordnungen überlagert, erhält man:

$$u_{Lx-E}(t) = \sum_{h=1}^N \hat{u}_h \cdot \sin(h \cdot (2\pi f_1 t + \varphi_{Lx-E 1}) + \varphi_h) \quad (5-8)$$

5.1.2 Frequenzänderung

Um das Spannungssignal um eine kontinuierliche Frequenzänderung zu erweitern, wird definiert, dass die Frequenz zeitlich variabel ist. Ausgehend von der Startfrequenz $f_1(t_0)$ ändert sich die Frequenz linear mit der Frequenzänderung df/dt :

$$f_1(t) = f_1(t_0) + \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \quad (5-9)$$

Die Kreisfrequenz

$$\omega_1(t) = 2\pi f_1(t) \quad (5-10)$$

erhält man durch Einsetzen von Gleichung (5-9) in (5-10):

$$\omega_1(t) = 2\pi \cdot \left(f_1(t_0) + \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \right) \quad (5-11)$$

Sie lässt sich auch über die Winkeländerung ausdrücken:

$$\omega_1(t) = \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \quad (5-12)$$

Gleichung (5-11) und (5-12) gleichgesetzt ergeben:

$$\frac{d\varphi_1(t)}{dt} = 2\pi \cdot \left(f_1(t_0) + \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \right) \quad (5-13)$$

Durch Umstellen nach φ_1

$$\varphi_1(t) = \int 2\pi \cdot \left(f_1(t_0) + \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \right) dt \quad (5-14)$$

und Integration erhält man den zeit- und frequenzabhängigen Winkel mit Start bei φ_{LX-E} :

$$\varphi_1(t) = 2\pi \cdot \left(f_1(t_0) + \frac{1}{2} \cdot \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \right) \cdot (t - t_0) + \varphi_{LX-E} \quad (5-15)$$

Wird diese Gleichung in Gleichung (5-4) eingesetzt und dann analog zu Abschnitt 5.1.1 vorgefahren, erhält man letztlich:

$$u_{LX-E}(t) = \sum_{h=1}^N \hat{u}_h \cdot \sin \left(h \cdot \left(2\pi \cdot \left(f_1(t_0) + \frac{1}{2} \cdot \frac{df}{dt} \cdot (t - t_0) \right) \cdot (t - t_0) + \varphi_{LX-E} \right) + \varphi_h \right) \quad (5-16)$$

5.2 Festlegung der Oberschwingungsparameter

5.2.1 Genauigkeitsprüfung

Auch unter Einfluss von Oberschwingungen muss die Frequenzmessung die angegebene Genauigkeit einhalten. Diese Forderung ist jedoch nur bis zu gewissen Pegeln realistisch.

Um diese festzulegen, wird als Grundlage die IEC 61000-2-12 verwendet, in der die zulässigen Pegel je Oberschwindungsordnung in öffentlichen Mittelspannungsnetzen festgelegt sind (siehe Tabelle 6). Es ist zu beachten, dass der maximal zulässige Total Harmonic Distortion (THD) Wert nur 8 % beträgt. Daher dürfen nicht alle zulässigen Pegel gleichzeitig auftreten.

Tabelle 6 Maximal zulässige Oberschwingungspegel in öffentlichen Mittelspannungsnetzen nach IEC 61000-2-12; $THD_{Max} = 8\%$

Ungeradzahlig, nicht durch 3 teilbar		Ungeradzahlig, durch 3 teilbar		Geradzahlig	
Ordnung h	Pegel in %	Ordnung h	Pegel in %	Ordnung h	Pegel in %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 \cdot 17/h - 0,27$	$27 \leq h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \cdot 10/h + 0,25$

Viele Algorithmen arbeiten mit einer Abtastfrequenz von 1 kHz. In diesen Fällen werden Oberschwingungen der 10. Ordnung (500 Hz bei Bemessungsfrequenz) und höher nicht erfasst und sind daher für diese Prüfung nicht zweckmäßig.

Bei symmetrischen Phasen treten zudem durch drei teilbare Oberschwindungsordnungen in der Leiter-Leiter-Spannung nicht auf, die in der Regel für die Frequenzmessung verwendet wird. Durch drei teilbare Oberschwindungsordnungen sind für die Prüfung daher nicht sinnvoll.

Geradzahlige Ordnungszahlen treten im praktischen Netzbetrieb selten auf und deuten häufig auf grundlegendere Probleme hin.

Es bleiben somit die Ordnungszahlen 5 und 7. Der THD der beiden zulässigen Pegel nach Tabelle 6 beträgt dann

$$THD_{\% 5,7} = \sqrt{(6\%)^2 + (5\%)^2} = 7,8\%$$

was ungefähr dem maximal zulässigen THD von 8 % entspricht.

Mit einer Phasenverschiebung der Oberschwingungen gegenüber der Grundschwingung φ_h von 0° erhält man Signale wie in Bild 29 und Bild 30 dargestellt.

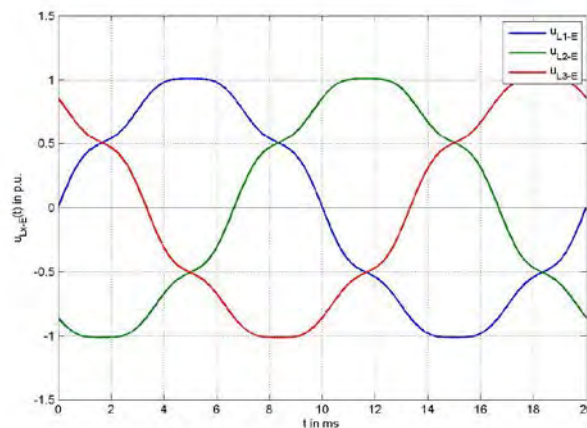


Bild 29 Leiter-Erde-Spannungsverläufe; Grundschwingung (50 Hz) überlagert mit 6 % fünfter und 5 % siebter Harmonischer

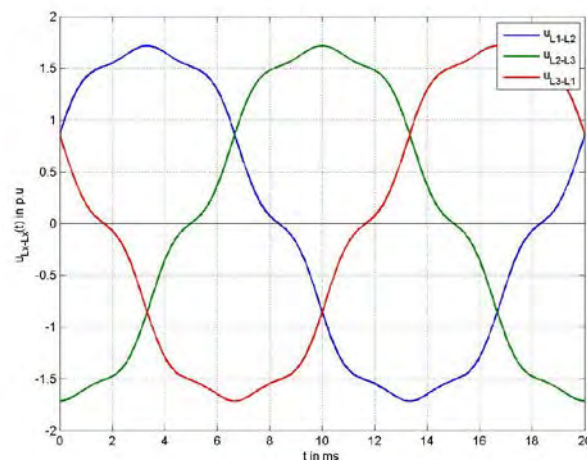


Bild 30 Leiter-Leiter-Spannungsverläufe, gemäß Bild 29

5.2.2 Stabilitätsprüfung

Die maximal zulässigen Pegel nach IEC 61000-2-12 (siehe Tabelle 6) beziehen sich auf 10-Minuten-Mittelwerte. Treten *kurzzeitig*, d.h. für eine kürzere Dauer als zehn Minuten, höhere Oberschwingungsanteile auf, kann die Genauigkeit der Frequenzmessung möglicherweise nicht mehr gewährleistet werden.

Im stationären Betrieb darf keine Überfunktion auftreten. Um dies zu prüfen, wird eine Grundschwingung von 49,8 Hz mit ihrer 5. und 7. Harmonischen überlagert und stationär für 5 Sekunden auf das Schutzgerät gegeben. Die Oberschwingungspegel betragen jeweils 20 %, was einem THD von 28 % entspricht. Bild 31 zeigt eine Periode der Leiter-Erde-Spannungen. Der Frequenzschutz wird auf die erste UFLA-Stufe von 49 Hz eingestellt.

Bild 32 zeigt die dazugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen.

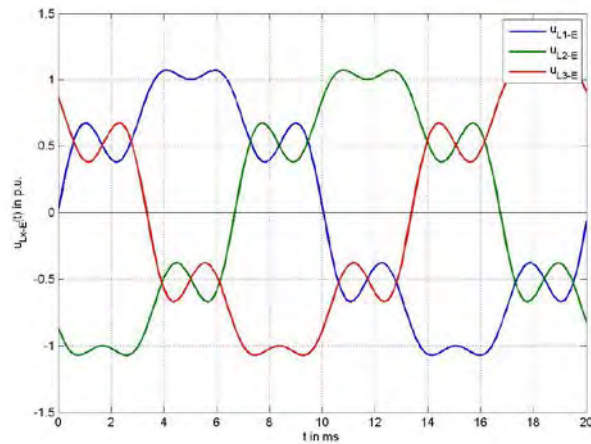


Bild 31 Leiter-Erde-Spannungsverläufe; Grundschwingung (49,8 Hz) überlagert mit beispielhaft 20 % fünfter und 20 % siebter Harmonischer

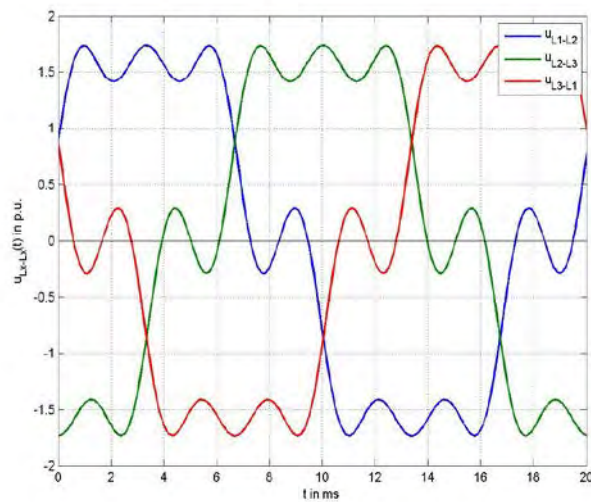


Bild 32 Leiter-Leiter-Spannungsverläufe, gemäß Bild 31

Weitere Hinweise zum Einfluss von harmonischen und zwischenharmonischen Schwingungen finden sich in Abschnitt 9.3.4. Die Applikationsprüfung der UFLA mit diesen Schwingungen ist in Abschnitt 9.4.9 beschrieben.

6 Blockierung der Frequenzauslösung

Der Unterfrequenz Lastabwurf ist ein Systemschutz, welcher bei fehlender Einspeiseleistung und dabei absinkender Frequenz erforderlich wird. Dabei ist nicht davon auszugehen, dass gleichzeitig eine flächendeckende Netzstörung vorliegt. Somit werden die Netzspannungen ähnlich den normalen Netzspannungen vorliegen. Bei Netzstörungen werden die Distanzschutzeinrichtungen bzw. die Unterimpedanzanregung der Schutzgeräte bereits ab $< 80\%$ der Nennspannung aktiv und lösen die betroffenen Betriebsmittel aus. Hier ist die Unterfrequenzauslösung als Netzschutz nicht gewünscht. Es hat sich aber gezeigt, dass z. B. Netzfehler mit Störlichtbögen einen großen Anteil von Oberschwingungen in der Spannung erzeugen. Hier ist eine schnelle und exakte Reaktion des Unterfrequenzschutzes nicht mehr möglich, es kann zu Überfunktionen (Fehlauslösungen) kommen.

Um eine Überempfindlichkeit zu verhindern, sollte der Frequenzschutz bei Spannungen, wie sie sich im Fall einer Netzstörung zeigen, blockiert werden.

Blockade des Frequenzschutzes abhängig vom Messverfahren (siehe auch Abschnitt 3.4) z. B. bei:

- Unterspannung bei mindestens einer verketteten Spannung kleiner 70%
- Unterspannung im Mitsystem kleiner 70%
- Überspannung (im niederohmig geerdeten Netz) bei einer „Nullspannung“ größer 5%
- Ansprechen der internen Messkreisüberwachung

Des Weiteren kann es sinnvoll sein die Auslösung des Frequenzschutzes auch bei anderen Ereignissen zu blockieren:

- bei unplausiblen Frequenzwerten und Frequenzgradienten
- während einer Netzstörung (durch eine interne oder externer Schutzanregung)
- bei Blockade bei Zuschaltungen von Netzteilen, Freigabe der Messung erst nach einer „Totzeit“ z.B. 10 Sekunden
- während der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) Zyklen
- während komplexer Netzschaltungen

Weiterhin kann es erforderlich sein, die Blockade des Frequenzschutzes von der Energierichtung abhängig zu machen, siehe z. B. VDE-AR-N 4142 [9]. So sollen Einspeisungen auch im Falle eines Unterfrequenzereignisses am Netz verbleiben und nur die Verbraucher abgeschaltet werden.

7 Simulation eines Unterfrequenzschutzes bei Lastabwurf

7.1 Zielsetzung

Implementierungsdetails von Frequenzrelais sind hersteller- und geräteabhängig und selten vollständig offengelegt. Ansprechgenauigkeit und Zeitverhalten eines Relais können mit Prüfsystemen zwar auch in kritischen Situationen getestet werden, aber ein genaues Verständnis für das beobachtete Verhalten ist oft schwierig, weil weder Algorithmus-Details noch geräteinterne Informationen verfügbar sind.

Mit einem Softwaremodell, das dem Messalgorithmus eines Schutzrelais entspricht, kann die Frequenzmessung sowohl für synthetisch generierte als auch für in verschiedenen Netzen gemessene Spannungsverläufe systematisch untersucht werden [10].

7.2 Unterfrequenzschutz-Messprinzip

Betrachtet wird ein universell einsetzbarer Algorithmus zur Frequenzmessung in numerischen Geräten, die mit einer konstanten Abtastrate arbeiten. Beispielhaft wird hier die Abtastrate 1 kHz verwendet, also 20 Abtastungen pro Periode der Frequenz von 50 Hz.

Der Algorithmus bestimmt den komplexen Spannungszeiger $\underline{U}(t)$ und wertet fortlaufend seinen Phasenwinkel φ zu zwei Zeitpunkten $t_1 = t$ und $t_2 = t - \Delta t$ aus. Aus der Winkeländerung $\Delta\varphi$ wird die aktuelle Frequenz f ermittelt (Bild 33a).

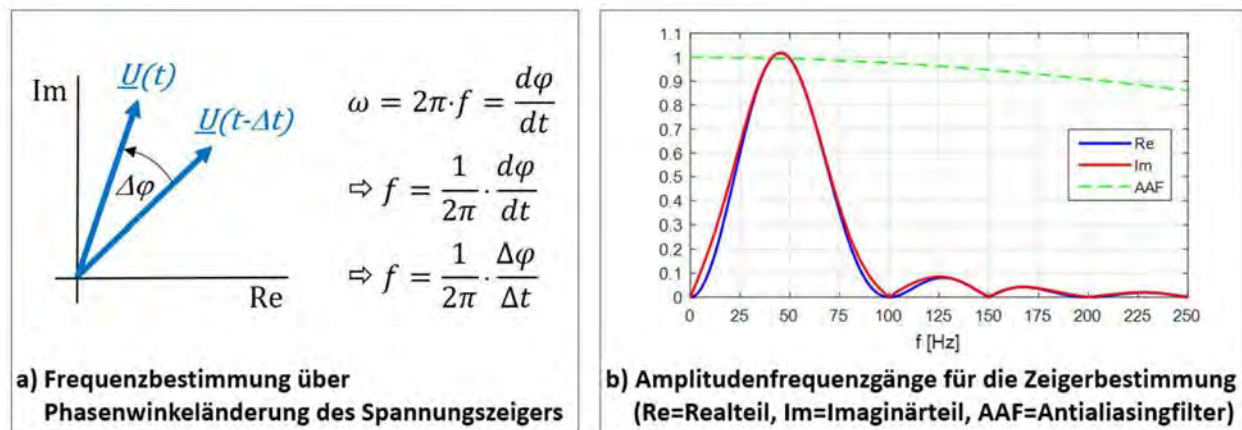


Bild 33 Zeigerbasierter Algorithmus zur Frequenzmessung

Das Prinzip der hier verwendeten Frequenzmessung basiert auf dem in der Patentschrift [11] dokumentierten Verfahren. Real- und Imaginärteil der Spannung $\underline{U}(t)$ werden aus den Abtastwerten über FIR-Orthogonalfilter (finite impulse response) bestimmt, die auf Fourier-Filtern basieren. Gleichspannungsanteile und höhere Harmonische der Nennfrequenz werden von den digitalen Filtern nicht durchgelassen. Vor der Digitalisierung der analogen Eingangsspannung sorgt ein Antialiasing-Filter dafür, dass eventuell störende höherfrequente Signalanteile unterdrückt werden, während betriebsfrequente Anteile sicher erfasst werden.

Bild 33b zeigt die Amplitudenfrequenzgänge der simulierten Filter. Im interessierenden Frequenzbereich um 50 Hz unterscheiden sich Real- und Imaginärteil praktisch nicht, was eine präzise Winkel- und damit auch Frequenzmessung ermöglicht.

Die beiden Winkelmessungen liegen genau einen Abtast-Zeitschritt (1 ms) auseinander. Zur zusätzlichen Stabilisierung wird der über die Phasenwinkeländerung berechnete Frequenzwert mit einem über 5 Abtastungen wirkenden Mittelwertfilter geglättet.

Für die Frequenzmessung werden beim hier verwendeten Algorithmus also Daten eines gleitenden Zeitfensters ($T_{\text{mess}} \approx 46 \text{ ms}$) herangezogen. Daher kann eine korrekte Frequenzmessung, nach einer sprungförmigen Änderung eines ansonsten stationären Spannungssignals, entsprechend verzögert erwartet werden.

Unterschreitet der gemessene Frequenzwert den Ansprechwert des Unterfrequenzschutzes, wirkt eine Mindestverzögerung von 60 ms bis zu einem eventuellen Auslösebefehl. Damit werden denkbare Überfunktionen durch transiente Vorgänge vermieden. Eine zusätzliche Verzögerung durch die Auslösekontakte des Schutzgeräts wird hier nicht berücksichtigt.

Der Spannungszeiger wird aus der verketteten Spannung $u_{L1,L2}$ bestimmt.

Unterschreitet die verkettete Spannung einen parametrierbaren Grenzwert U_B , wird der Unterfrequenzschutz blockiert.

7.3 Modellbildung und Simulation

Das Schutzgerät wird vollständig mit MATLAB/Simulink modelliert, von der Erfassung der $u(t)$ -Analogsignale über die zeitdiskret durchgeführte Frequenz- und Spannungsbestimmung bis zur Stabilisierung und Auslöselogik. Als Eingangssignal dienen synthetisch erzeugte Spannungsverläufe oder im COMTRADE-Format aufgezeichnete Stördaten.

Bild 34 zeigt wesentliche Ausschnitte aus dem Modell. Zur Beobachtung der eigentlichen Frequenzmessung im Subsystem „Unterfrequenzschutz“ können alle internen Größen mit jedem Zeitschritt grafisch dargestellt und zur späteren Analyse auch abgespeichert werden.

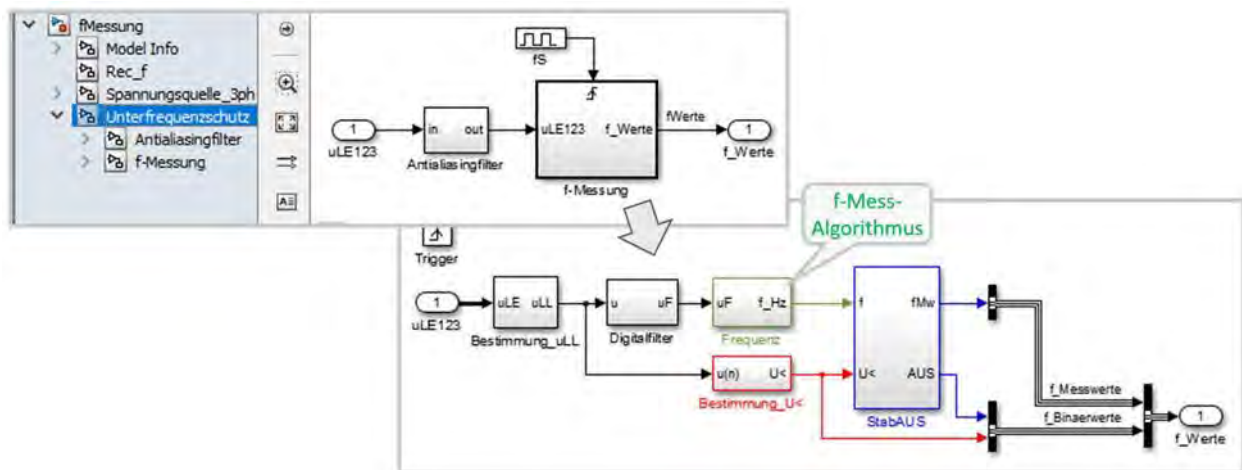


Bild 34 Modell für einen beispielhaften Unterfrequenzschutz

7.4 Verhalten mit synthetisch erzeugten Spannungsverläufen

Für stationäre sinusförmige Spannungen ist die Bestimmung der Frequenz relativ unkritisch. Hier werden praktisch relevante Spannungsverläufe zugrunde gelegt, bei denen sich die Frequenz im Zeitverlauf ändert und bei denen beispielsweise Sprünge in Amplitude und Phase oder Oberschwingungen auftreten können.

Zunächst wird die Wirkungsweise des Unterfrequenzschutzes mit formelmäßig berechneten Spannungsverläufen untersucht. So kann der vom Schutzalgorithmus ermittelte Frequenz-Messwert mit dem mathematisch zugrunde gelegten Frequenz-Istwert verglichen werden.

Bild 35 zeigt ein Szenario für einen Unterfrequenz-Lastabwurf bei 48 Hz. Man erkennt, dass der Frequenzmesswert dem Istwert entsprechend der angewandten Filterung verzögert folgt, nämlich entsprechend dem mittleren Frequenzwert im Zeitfenster um $T_{\text{mess}}/2 \approx 23$ ms. Nachdem der Frequenz-Messwert den Ansprechwert unterschritten hat, wirkt zusätzlich die eingestellte Verzögerungszeit von 60 ms, und es folgt der AUS-Befehl nach einer Gesamtzeit von 83 ms.

Unmittelbar nach dem Simulationsbeginn zum Zeitpunkt $t = 0$ müssen die Einschwingvorgänge für die Frequenz- und Spannungsmessung abgewartet werden: Kurzzeitig ist zunächst die Unterspannungsblockierung aktiv, der Frequenzwert wird auf Nennfrequenz gesetzt, und ein AUS-Befehl der Schutzfunktion wird vermieden.

Die bei der Unterspannungsblockierung wirksame Schwelle U_B ist parametrisiert als $0,8 \cdot U_N$ und in den Zeitdiagrammen auf die Momentanwerte bezogen gestrichelt eingezeichnet.

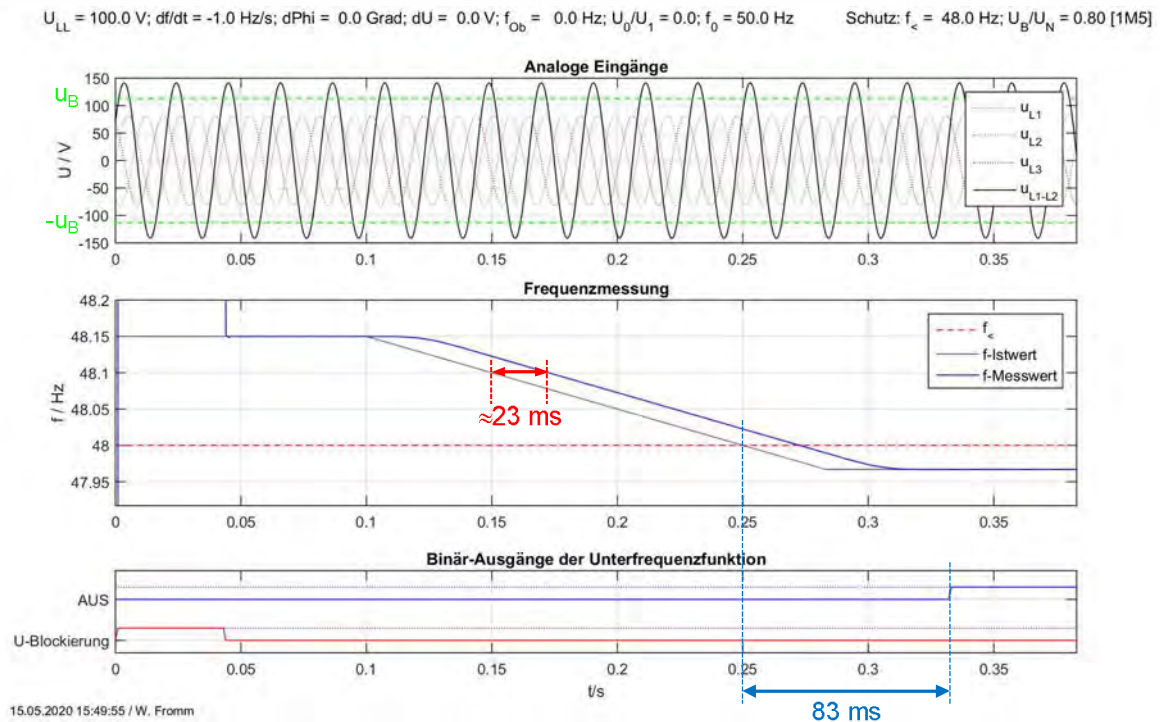


Bild 35 Rampenförmiger Frequenz-Rückgang mit Auslösung bei Unterfrequenz

Der Schutz darf nicht auslösen, wenn der Frequenz-Rückgang schon vor Erreichen des Unterfrequenz-Ansprechwerts gestoppt wird. Bild 36 illustriert dies für eine minimale Frequenz, die 30 mHz über dem Ansprechwert von 49 Hz liegt.

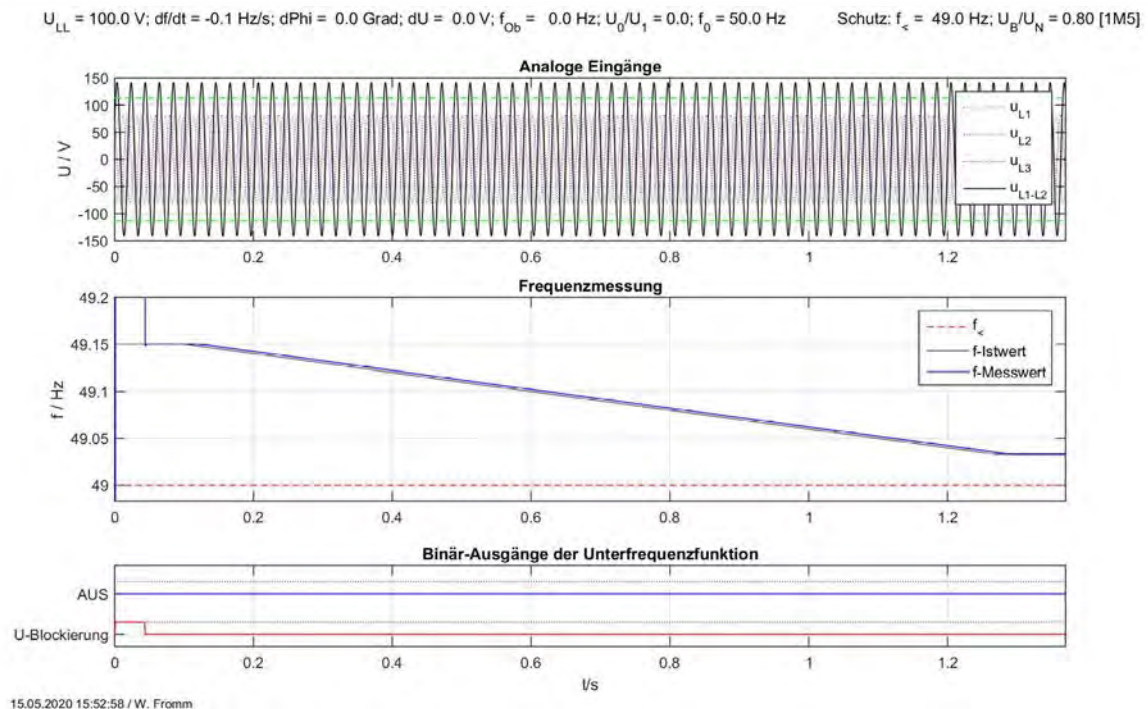


Bild 36 Rampenförmiger Frequenz-Rückgang ohne Auslösung bei Unterfrequenz

Transiente Amplitudenänderungen der ausgewerteten Leiter-Leiter-Spannung können zu transienten Messungenauigkeiten bei den Phasenwinkeln und damit auch bei der Frequenz führen. In Bild 37 ist der

Ansprechwert 49 Hz, und am Ende des Frequenzrückgangs tritt zusätzlich ein Amplitudensprung auf. Die Frequenzmessung wird entsprechend dem Einschwingverhalten der digitalen Filter zwar kurzzeitig instabil, aber es tritt wie gewünscht keine Überfunktion auf.

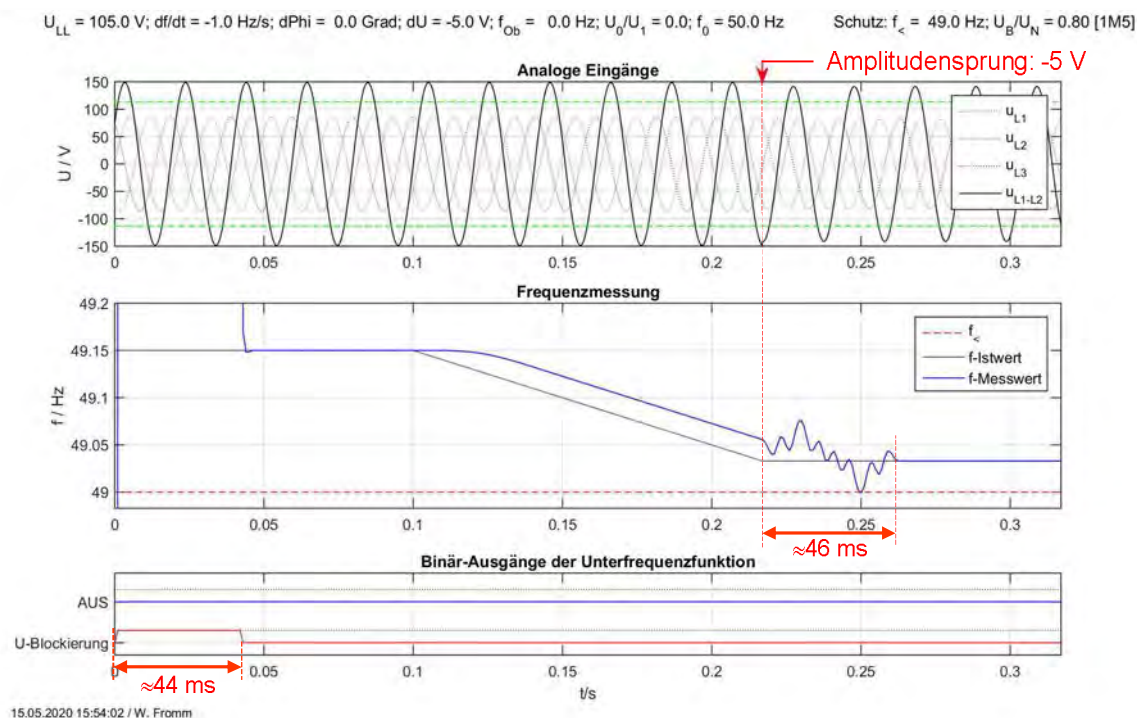


Bild 37 Amplitudensprung ohne Auslösung am Ende einer Frequenzrampe

Die Unterspannungsblockierung ist ab Simulationsbeginn bis zur vollständigen Initialisierung des Schutzalgorithmus wirksam – siehe Blockade zu Beginn in Bild 37.

Bild 38 illustriert beispielhaft, wie ein der Spannungsrampe überlagerter Phasensprung zum Zeitpunkt 0,25 s eine falsche Frequenzmessung verursacht. Die Auslösung der Unterfrequenzfunktion ist korrekt, allerdings etwas früher als es ohne den negativen Phasensprung wäre.

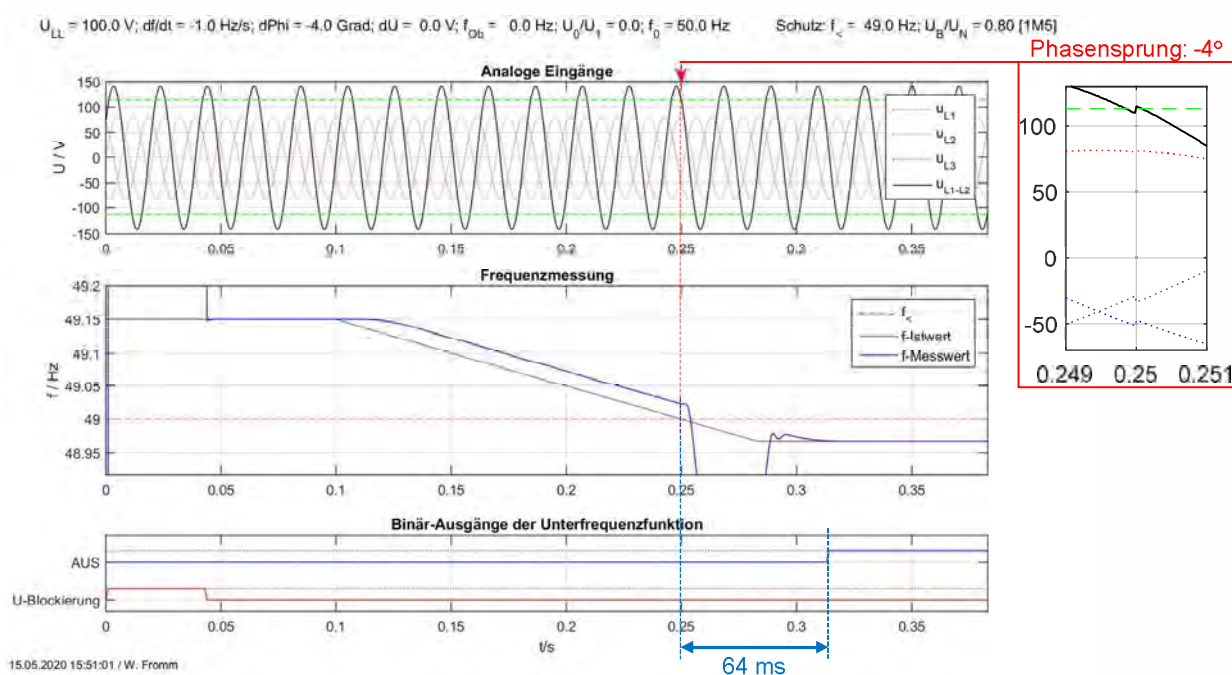


Bild 38 Phasensprung mit Auslösung am Ende einer Frequenzrampe

Enthält die Spannung neben der Grundschwingung weitere Frequenzanteile, können ebenfalls Fehler in der Frequenzmessung auftreten. Bild 39 zeigt ein Beispiel, bei dem trotz deutlich vorhandener 5. Harmonischer keine Schutz-Fehlfunktion auftritt. Die Fourier-Filter in Kombination mit der Frequenz-Mittelwertbildung sorgen für eine weitgehende Unterdrückung der störenden Frequenzkomponenten.

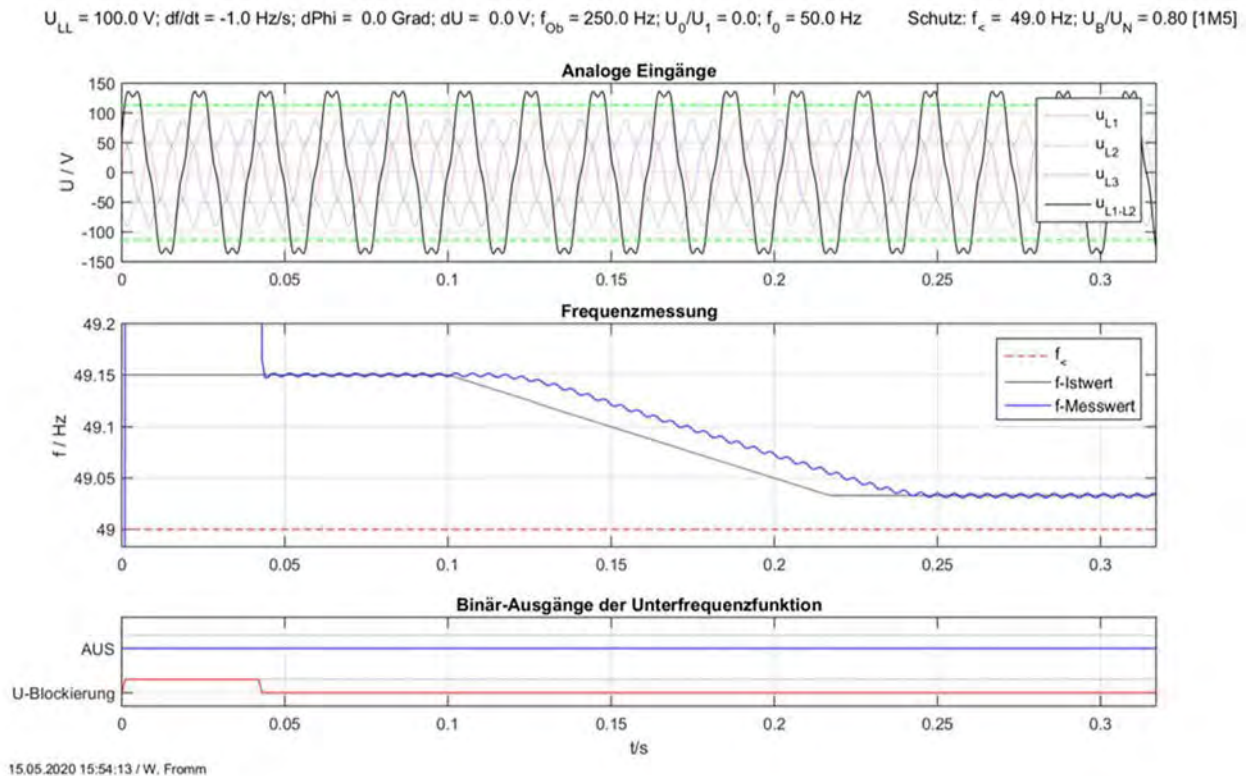


Bild 39 Rampenförmiger Frequenz-Rückgang mit Oberschwingungen

7.5 Verhalten mit aufgezeichneten Stördaten aus verschiedenen Netzen

Reale Netzstörungen mit diversen Regel- und Schaltvorgängen können zu Spannungsverläufen führen, die stark von typischen Prüfgrößen, wie in Abschnitt 7.4 beschrieben, abweichen. Wenn Stördaten-Aufzeichnungen mit entsprechenden Abtastwerten verfügbar sind, lässt sich das Schutz-Verhalten auch hierfür exakt nachvollziehen.

Zwar ist die Netz-Nennfrequenz bekannt, aber ein echter Istwert der Frequenz ist nicht verfügbar. Beim eventuellen Vergleich der Schutz-Frequenzmessung mit Werten einer Phasor Measurement Unit (PMU) muss man berücksichtigen, dass diese andere Genauigkeits- und Zeitanforderungen zu erfüllen hat und demzufolge nicht mit den vom Schutz verwendeten Frequenz-Messwerten übereinstimmen muss.

Bild 40 zeigt die Auswertung einer Störung mit einem Rückgang der Frequenz im synchronen kontinentaleuropäischen Verbundnetz, von der eine über 5 Sekunden lange COMTRADE-Aufzeichnung vorliegt. Der simulierte Schutz löst korrekt aus, wenn der für Testzwecke gewählte Ansprechwert von 49,84 Hz stabil unterschritten wird.

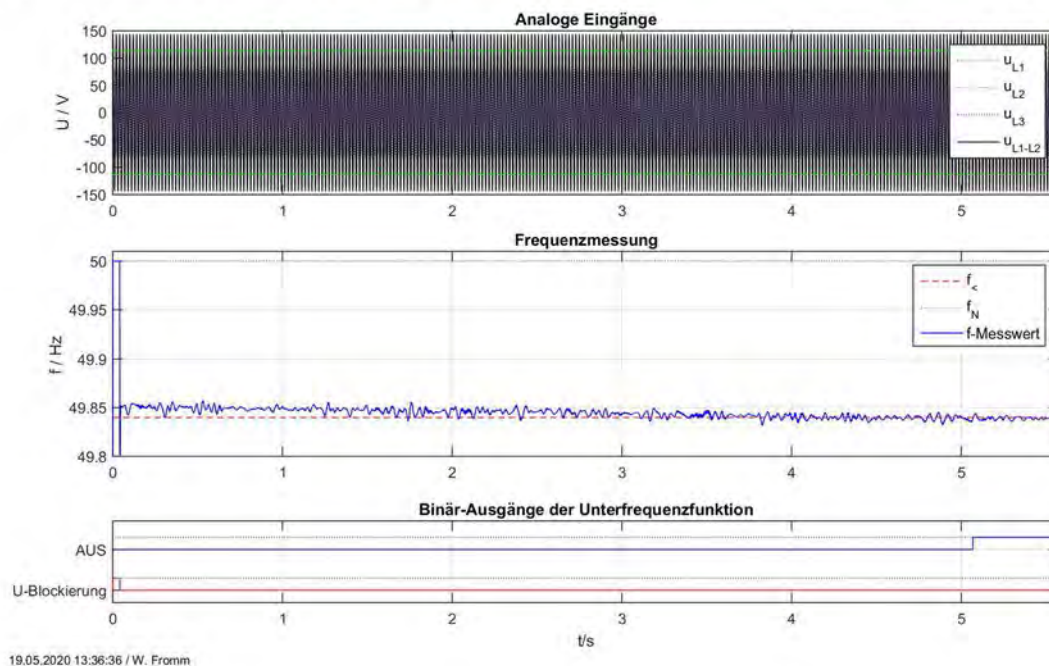


Bild 40 Simulierte Frequenzmessung bei einer Störung im europäischen Verbundnetz am 10.01.2019

Bild 41 analysiert die Frequenzmessung für eine weiträumige Störung, die zu einem Blackout geführt hat. Schon zu Beginn der Störschreiber-Aufzeichnung liegt die ermittelte Frequenz deutlich unter 48 Hz. Im weiteren Verlauf werden Lasten abgeworfen, ohne dass sich das Netz stabilisiert. Beim simulierten Unterfrequenz-Ansprechwert von 46 Hz wird offenkundig, dass der insgesamt sehr deutliche Frequenzrückgang nicht kontinuierlich erfolgt und zeitweilig sogar ein Frequenzanstieg ermittelt wird.

Im Verlauf der Störung tritt auch ein deutlicher Spannungsrückgang auf, der nach etwa 1,5 s zu einem Ansprechen der Unterspannungsblockierung führt. Damit liefert die Frequenzmessung nur noch den tatsächlich nicht vorhandenen Wert der Nennfrequenz.

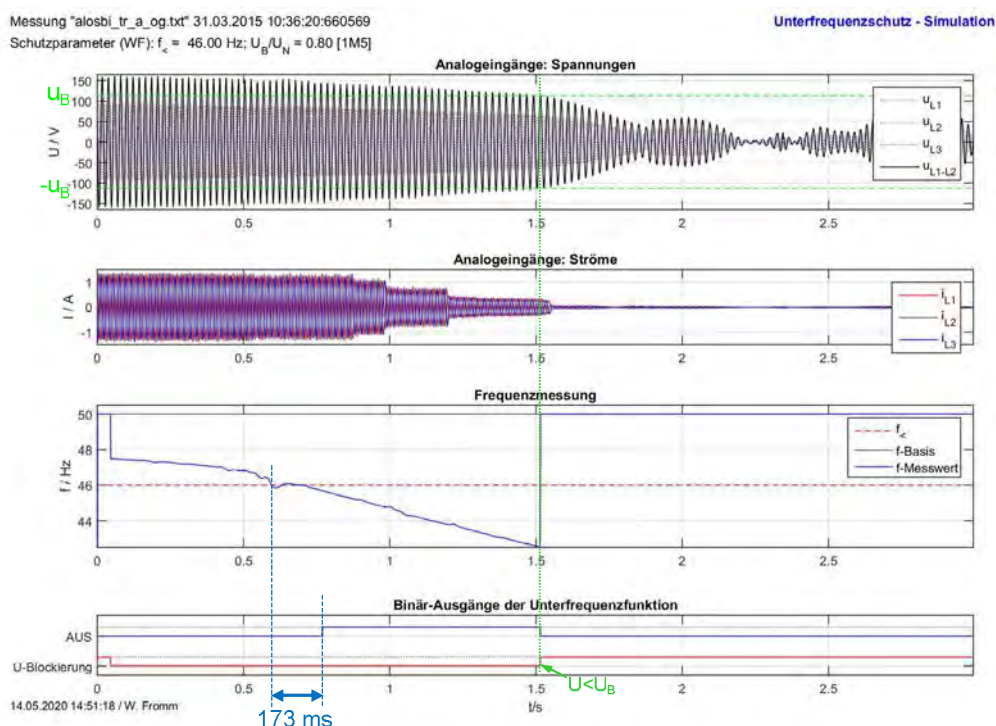


Bild 41 Simulierte Frequenzmessung beim Blackout in der Türkei vom 31. März 2015 [12]

Bild 42 zeigt die Analyse von Stördaten, die von einem Frequenzrelais „f2“ im Mittelspannungsnetz bei einem Stromausfall aufgezeichnet wurden. Dabei haben sturmbedingte Leitungsausfälle im übergeordneten Höchstspannungsnetz zu einer Inselnetzbildung mit sehr schnellem Frequenzrückgang geführt, wobei der Unterfrequenz-Lastabwurf den Stromausfall nicht vermeiden konnte.

Der Unterfrequenz-Ansprechwert des simulierten Schutzes („WF“) entspricht dem des realen Frequenzrelais „f2“. Die zeitlichen Ansprechverhalten von simuliertem und realem Schutz weichen deutlich voneinander ab, auch weil beim realen Relais eine optionale Auslöseverzögerung parametrisiert gewesen ist.

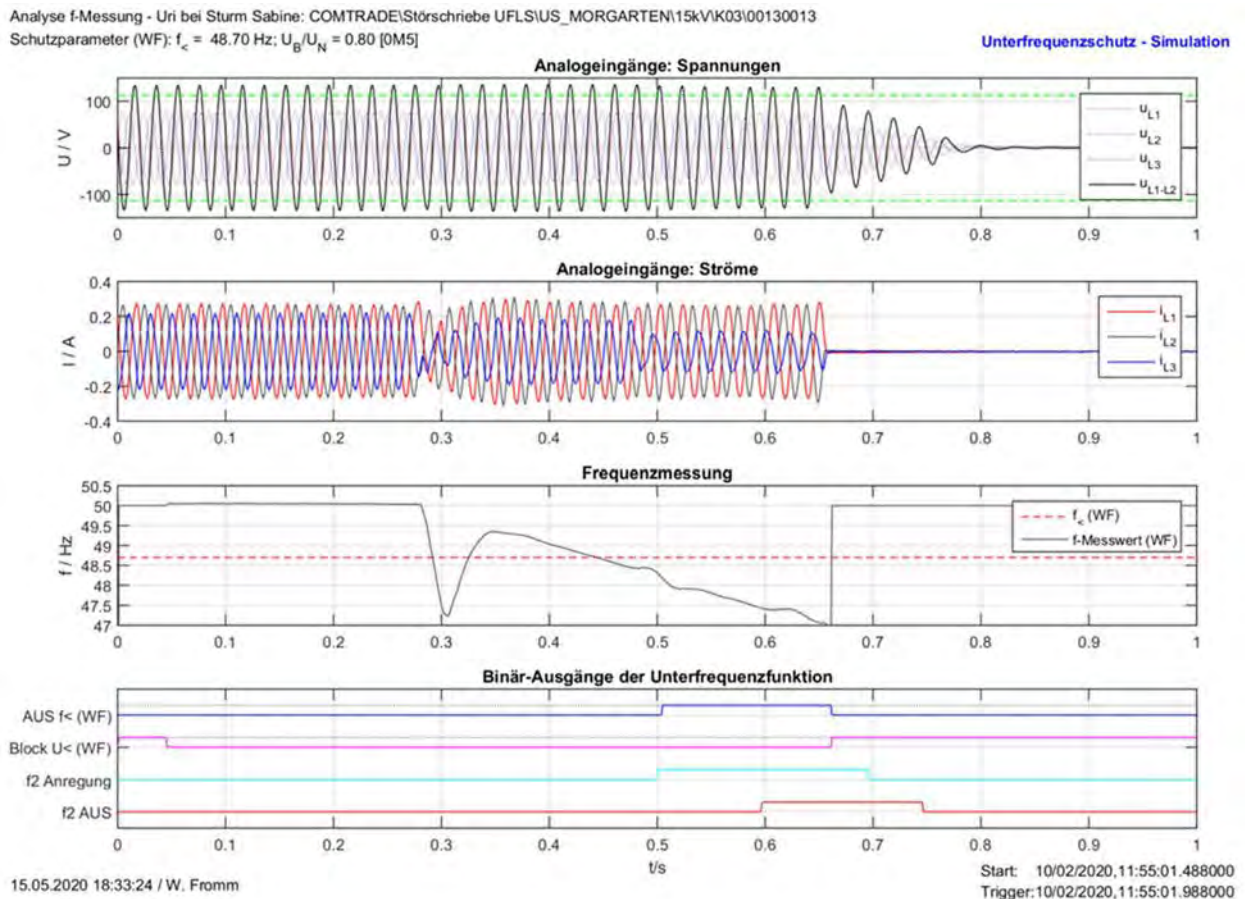


Bild 42 Simulierte Frequenzmessung mit Stördaten eines realen Relais „f2“ bei Lastabwurf

7.6 Verhalten mit Netzmodell-Messdaten

Von realen Störfällen mit systemkritischen Lastabwürfen und Blackouts stehen relativ wenige Aufzeichnungen zur Verfügung. Mit Netzmodellen können weitere Szenarien untersucht werden, auch im Zusammenwirken mit realen Schutzgeräten. Mit der Verfügbarkeit von aufgezeichneten Stördaten wird auch hier die detaillierte Analyse der Frequenzmessung möglich. Die Auswertung eines an der Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Freiburg (Schweiz) durchgeführten Lastabwurf-Experiments zeigt Bild 43. Die Reaktion des simulierten Frequenzalgorithmus („WF“) kann mit den Auslösebefehlen der im Modell wirksamen realen Relais 1 und 2 verglichen werden.

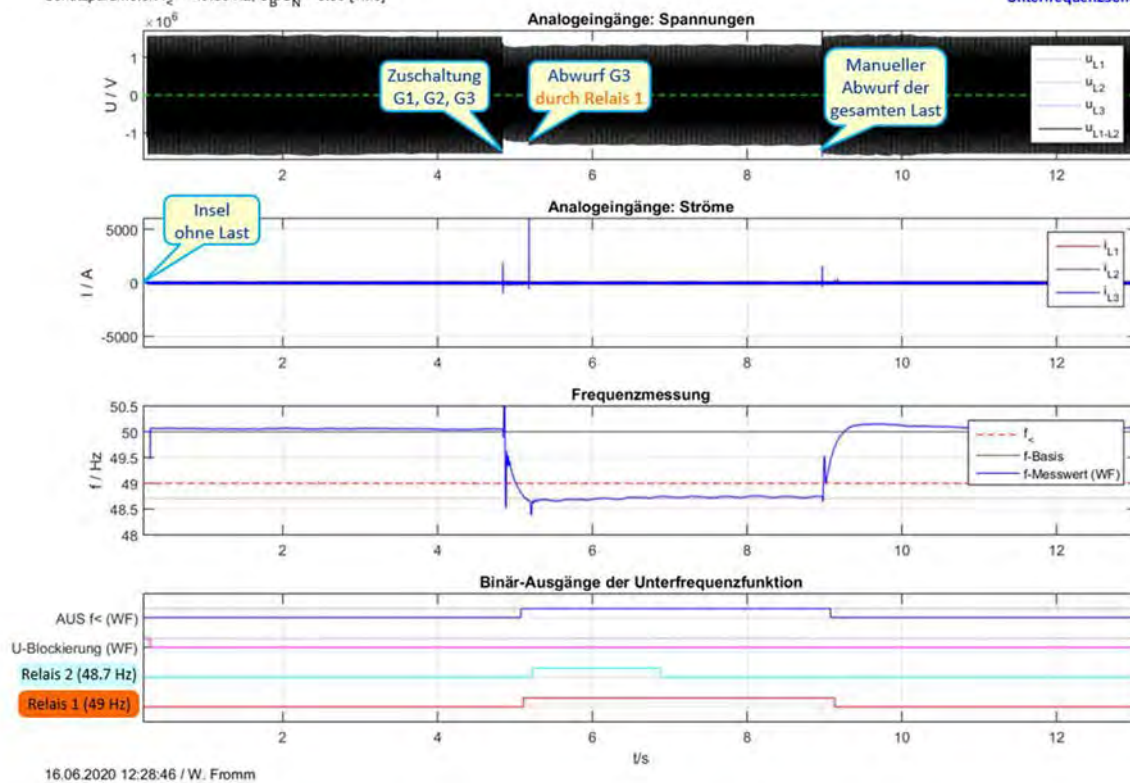


Bild 43 Simulierte Frequenzmessung bei Lastabwurf für eine Netzmodell- Aufzeichnung

7.7 Algorithmus-Varianten für die Frequenzmessung

Der hier simulierte Algorithmus ermittelt die Frequenz aus der zeitlichen Winkeländerung eines komplexen Spannungszeigers. Die Simulationen zeigen, dass der innerhalb von wenigen Netzperioden ermittelte Frequenzmesswert höchstens einige Millihertz vom Ist-Wert abweicht. Um eine möglichst hohe Messgenauigkeit oder eine möglichst kurze Messzeit zu erreichen, bestehen verschiedene Möglichkeiten zur Modifikation der Parameter und damit des Schutzverhaltens im Detail.

In Bild 44 wird dazu ein beispielhafter Unterfrequenz-Testfall analysiert, bei dem sowohl eine Oberschwingung als auch ein Phasensprung auftreten. Dafür werden ebenfalls beispielhaft folgende alternativen Algorithmus-Varianten mit dem bisher verwendeten Algorithmus „WF“ verglichen:

■ „WF20 01 oMw“ – ohne nachgeschaltetes Mittelwertfilter

Damit wird zwar eine bis zu 5 ms schnellere Frequenzmessung erreicht, aber die Harmonischen verfälschen die Frequenzmessung unerwünscht mit einer im Bild deutlich erkennbaren Oszillation. Der Geschwindigkeitsvorteil wiegt normalerweise die fehlende Robustheit, auch gegenüber unbekannten Störsignalen und Rauschen, nicht auf.

■ „WF20 20 Mw5“ – mit größerer Zeitdifferenz $\Delta t = 20 \text{ ms}$:

Damit wird die Messung der Winkeldifferenz deutlich robuster, und der Frequenz-Messwert ist auch während des linearen Frequenzrückgangs kaum gestört. Allerdings fällt die gegenüber dem Standard-Algorithmus um ca. 10...20 ms verzögerte Messung in der Praxis bereits unerwünscht deutlich ins Gewicht.

■ „WFE 3ph“ – winkelbasierte Frequenzmessung, erweitert/experimentell

(höhere Abtastrate, schnelle Filterung, zusätzliche Stabilisierung, 3-phasige Auswertung, adaptiv):

- Geringe Verzögerung der Frequenzmessung bei rampenförmiger Frequenz-Änderung
- Hohe Genauigkeit der Frequenzmessung trotz Oberschwingungen

- Ausreichende Genauigkeit auch bei sprungförmigen Spannungsänderungen (Phase, Betrag)
- Schnelle Initialisierung der Frequenzmessung

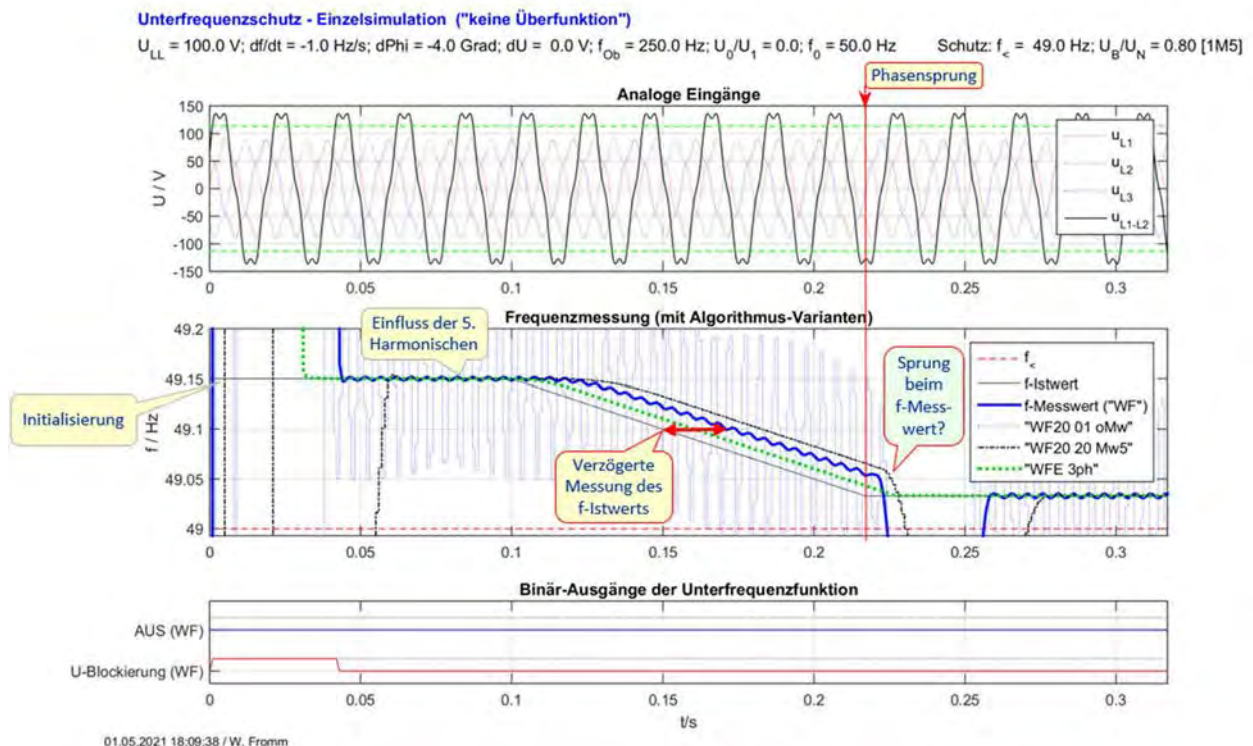


Bild 44 Algorithmus-Varianten für Frequenzmessung bei rampenförmigem Frequenz-Rückgang mit Oberschwingungen und Phasensprung

7.8 Schlussfolgerungen

Eine Simulation des Unterfrequenzschutzes erlaubt die detaillierte Analyse bekannter Algorithmen zur Frequenzmessung in numerischen Schutzgeräten, auch mit Berücksichtigung eventueller Logik- und Zusatzfunktionen.

Dabei können sowohl mathematisch bestimmte oder mit einer Netzsimulation berechnete Spannungen verwendet werden, wie auch aufgezeichnete Störfdaten aus dem realen Netz oder einem Netzmodell.

Der simulierte Unterfrequenzschutz weist auch bei transienten Vorgängen eine relativ kurze Messzeit auf, ohne dass Über- oder Unterfunktionen auftreten.

Eine Optimierung der Algorithmen wird möglich, weil beliebige Varianten modelliert und die Simulationen automatisiert durchgeführt und ausgewertet werden können. Bei einem vorgegebenen Anwendungsbereich – zum Beispiel Lastabwurf im Verteilnetz – können die verwendeten Schutzalgorithmen typischerweise so modifiziert werden, dass entweder die Schnelligkeit oder die Genauigkeit der Messung verbessert wird, normalerweise aber nicht beides gleichermaßen.

8 Reale Frequenzverläufe

Eine Übersicht bezüglich kritischer Frequenzverläufe der letzten Jahre ist in Bild 46 a und b dargestellt.

Drei der Störfälle konnten erfolgreich beherrscht werden und drei weitere endeten in einem jeweiligen Netzzusammenbruch. Dies geschah jeweils wegen des nicht zu beherrschenden Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch zum Zeitpunkt der jeweiligen Netztrennung.

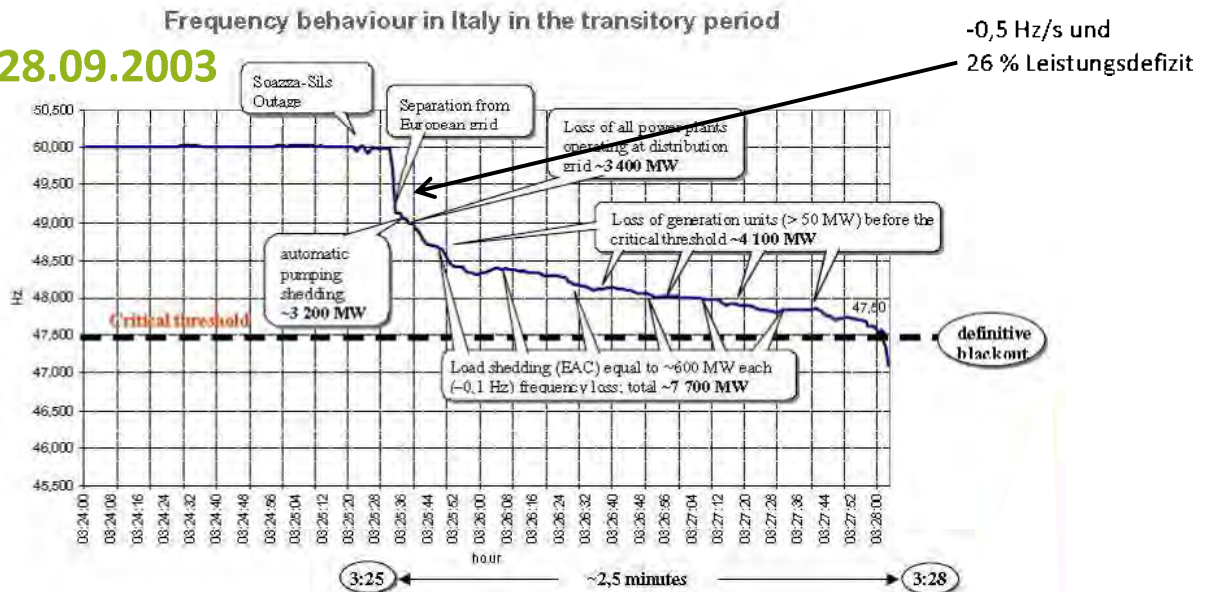
Bei allen sechs betrachteten Störfällen handelt es sich um Netztrennungen, wobei die leistungsschwächere Insel sich jeweils durch Unterfrequenzlastabwurf stabilisieren konnte (Fälle 1-3, Bild 45) bzw. es zu einem sofortigen Netzzusammenbruch wegen Unterfrequenz gekommen war (Fälle 4-6, Bild 46).

Diesen Darstellungen kann klar entnommen werden, dass bereits ein Erzeugungsdefizit größer als ca. 15 % für die verbliebende Insel zu unbeherrschbaren Netzsituationen führen kann, bzw. resultierende Frequenzgradienten grösser 1 Hz/s sehr wahrscheinlich in einem Blackout enden.

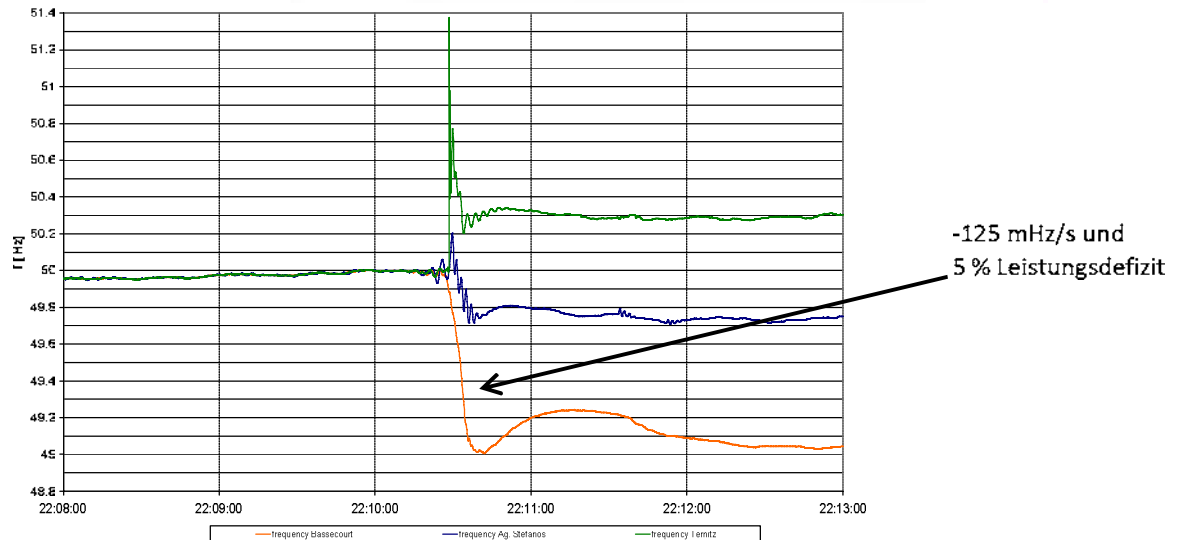
Zwei Kernparameter sind in jedem der Bilder speziell hervorgehoben: einerseits der Frequenzgradient und andererseits die normierte Störleistung als das Verhältnis zwischen Fehlleistung und gesamter Netzlast der jeweils abgetrennten Netzinself.

Der letzte Fall, gekennzeichnet durch einen Frequenzgradienten von -6,25 Hz/s, beschreibt anschaulich die Herausforderung eines weitgehend trägheitslosen Netzes mit nur minimaler rotierender Reserve – ein Zustand, auf den sich weltweit alle Übertragungsnetze hinbewegen. Diese Tatsache ist daher geschuldet, dass allmählich immer mehr klassische Synchronmaschinen, die noch heute im Erzeugungspark dominieren, durch Leistungselektronik-gekuppelte Erzeugung ersetzt werden und daher ein dramatischer Schwund an rotierender Masse im Netz zu verzeichnen ist. Dies führt dann in der Konsequenz zu immer größeren und somit kritischen nichtbeherrschbaren Frequenzgradienten. Aus heutiger Erfahrung und mit heutiger Technologie muss bei Frequenzgradienten grösser als 1 Hz/s davon ausgegangen werden, dass ein Netzzusammenbruch unvermeidbar ist.

IT – 28.09.2003



DE – 04.11.2006



GR – 24.07.2007

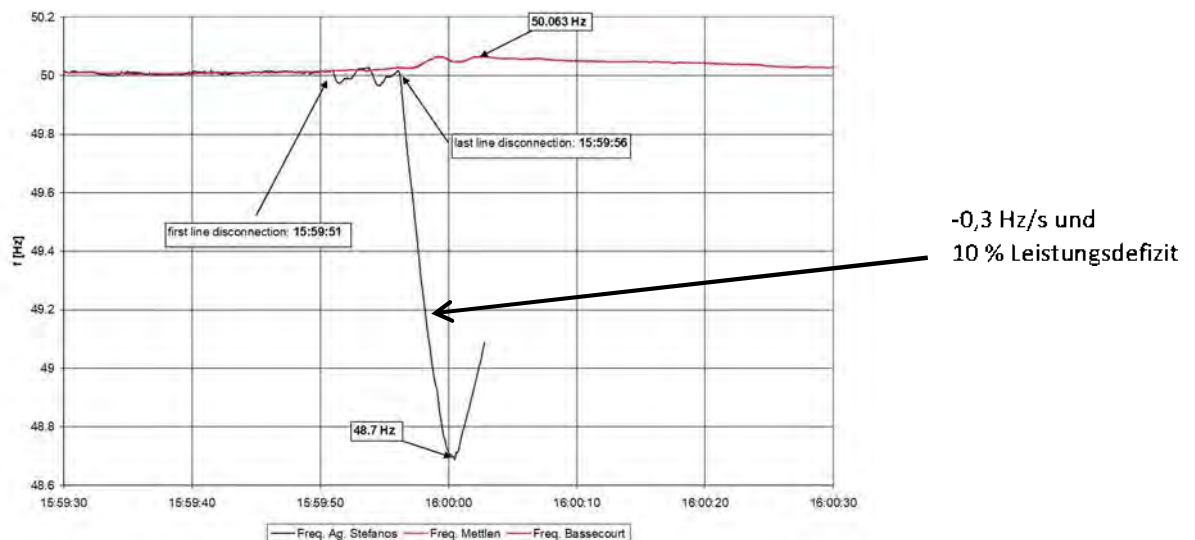
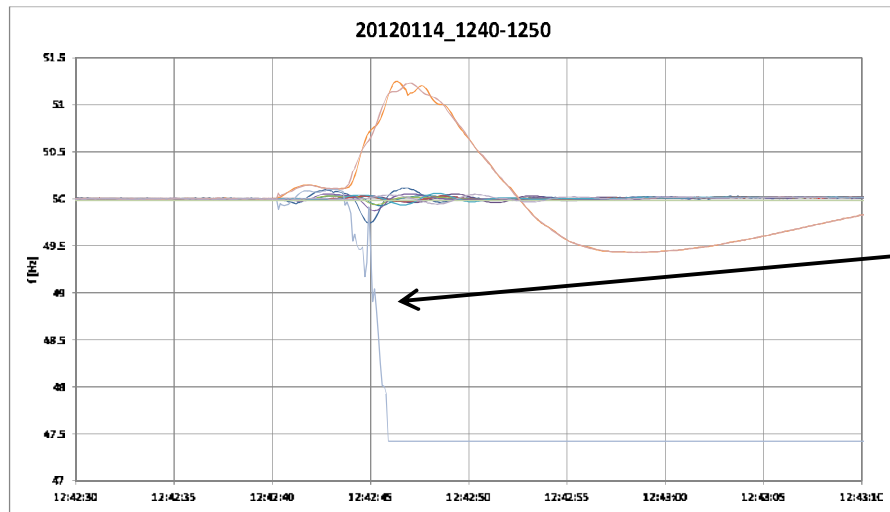
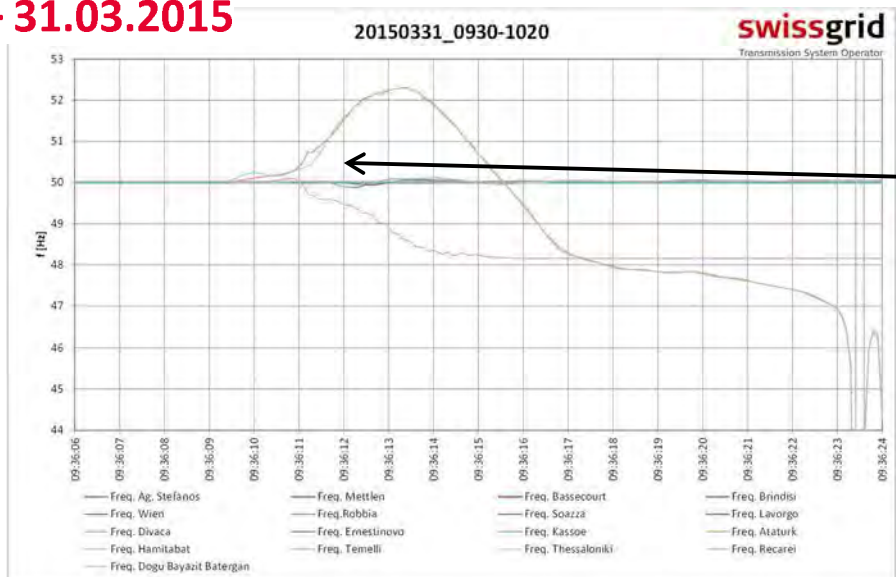


Bild 45 Frequenzverläufe von Großstörungen, „IT – 28.09.2003“ [13] und „DE – 04.11.2006“ [14]

TR – 14.01.2012



TR – 31.03.2015



AU – 28.09.2016

Figure 5 Frequency response and RoCoF during pre-event and event

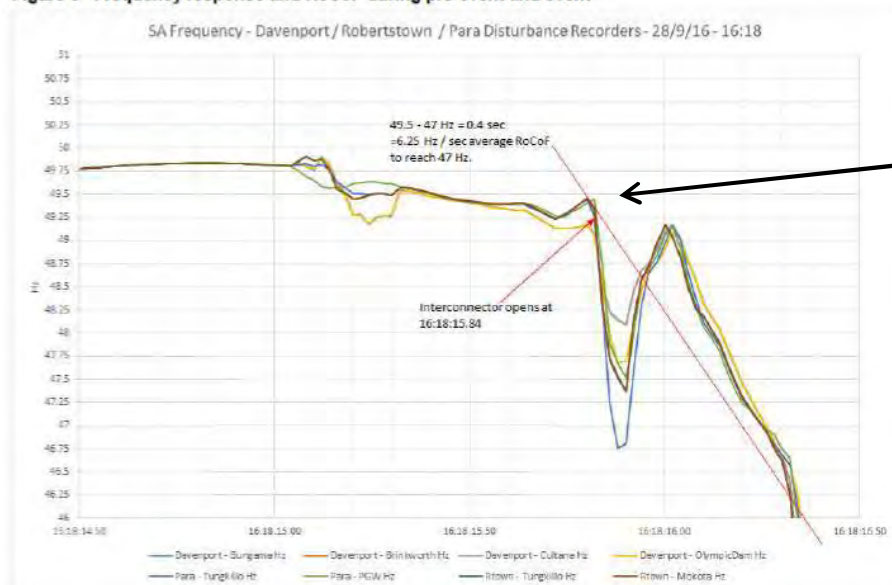


Bild 46 Frequenzverläufe von Großstörungen, „TR – 31.03.2015“ [12] und „AU – 28.09.2016“ [15]

Am Beispiel des Frequenzverlaufs der Netztrennung der Iberischen Halbinsel vom 24. Juli 2021 [16], siehe Frequenzverlauf aus Bild 47, wurden weitere Einzelheiten des dort aktivierten Unterfrequenzschutzes im Detail analysiert.

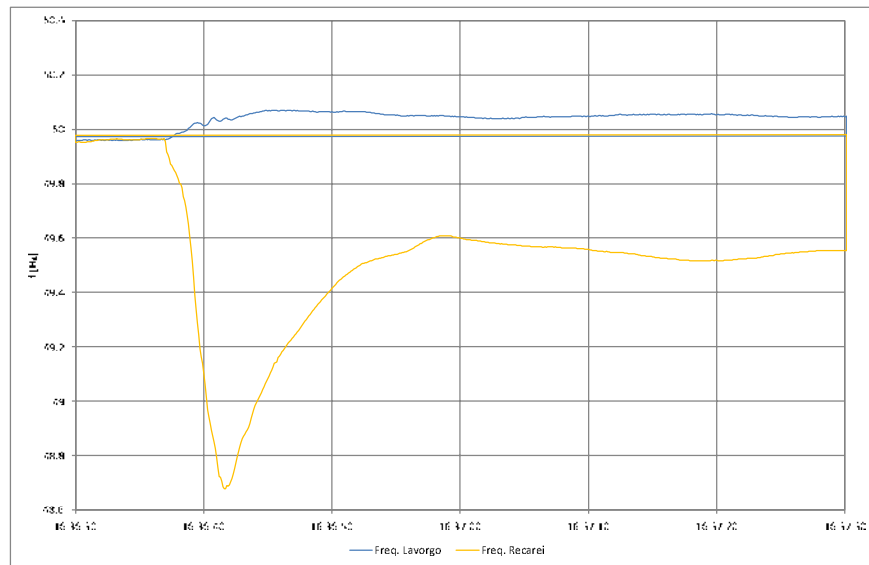


Bild 47 Frequenzverläufe zum Zeitpunkt der Abtrennung der Iberischen Halbinsel am 24.07.2021

Das Leistungsdefizit zum Zeitpunkt der Trennung betrug ca. 7 %, was letztendlich zu einem Anfangsgradienten von -440 mHz/s führte. Der anschließende Lastabwurf von Pumpen und Industriellast oberhalb 49 Hz sowie die Aktivierung von drei Unterfrequenzstufen bei 49,0 Hz, 48,8 Hz und 48,7 Hz haben das Inselnetz gerettet. Die Änderung des Frequenzgradienten von anfangs -440 mHz/s auf -700 mHz/s ergab sich infolge von vielfachen Abschaltungen von hauptsächlich dezentraler Einspeisung infolge von Unterspannung, Überspannung oder Unterfrequenz.

Jene Unterfrequenzlastabwurfrelais die als letzte auslösten, haben dafür gesorgt, dass es zu einer „Netzrettung“ kam bzw. der Frequenzverlauf abrupt in seinem Abfall erfolgreich gestoppt wurde, siehe Bild 48. Dabei wurden PMU-WAM-Messungen aus der Höchstspannung (Carmona) mit entsprechenden Aufzeichnungen aus fünf Unterfrequenzlastabwurfrelais in der Mittelspannung überlagert.

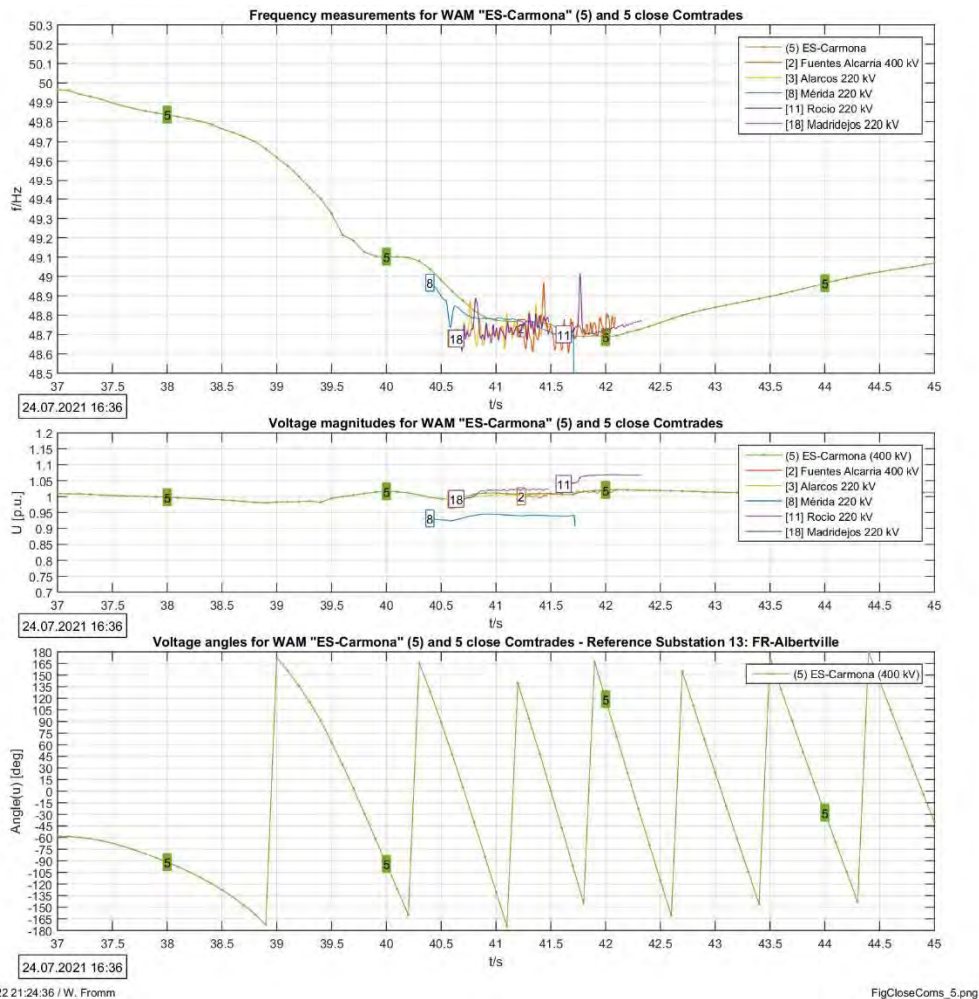
Klar erkennbar sind die Auswirkungen von Phasen- und Amplitudensprüngen auf die Frequenzermittlung, die sich aus den erfolgten Lastabwürfen ergeben. Auch wird die Herausforderung sichtbar mit einer dafür notwendigen schnellen Frequenzmessung einen „glatten“ Frequenzverlauf zu erhalten.

Details der Auswertung eines Unterfrequenzlastabwurfrelais mittels genauer Analyse der entsprechenden COMTRADE-Aufzeichnung von Relais 8 – Merida spiegelt Bild 49 wider.

Eine ganze Reihe von wichtigen Einzelheiten lassen sich aus der Analyse dieser Auswertung entnehmen. In diesem speziellen Beispiel zeigt sich:

- Der Phasensprung wegen der Auslösung eines Nachbarrelais ist gut bei ca. 0,22 s sichtbar.
- Zwischen Erreichen des Unterfrequenzschutzansprechwertes und Aktivierung der Auslösespule liegen ca. 90 ms.
- Die Ausschaltzeit des Leistungsschalters kann mit ca. 70-80 ms identifiziert werden.
- Somit kann eine Gesamtreaktionszeit von ca. 160-170 ms für dieses Relais abgelesen werden.

Auswertungen anderer Messstellen zeigen auch andere Zeiten.



27.01.2022 21:24:36 / W. Fromm

FigCloseComs_5.png

Bild 48 Scheitelpunkt der Netzfrequenz – Frequenzverläufe, Netzspannungen und Spannungswinkeldifferenz

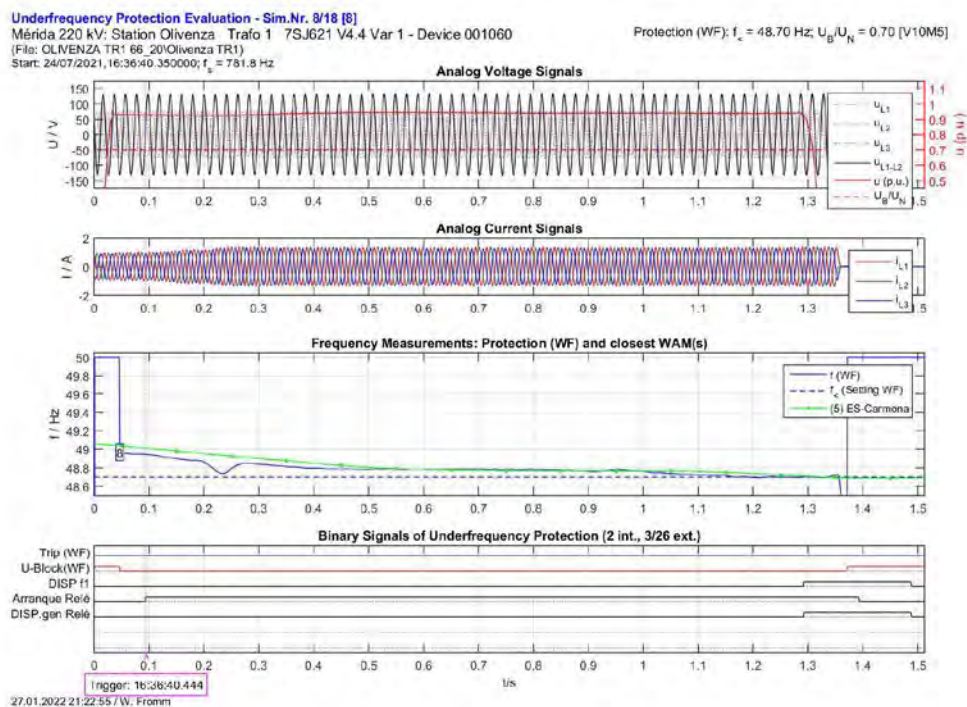


Bild 49 COMTRADE-Auswertung Merida-UFLS-Relais

9 Empfehlungen zum Prüfen

In 9.1 werden zunächst Erkenntnisse aus bisherigen Messungen zusammengefasst, die für den Aufbau von Prüfungen relevant sind. Danach wird in 9.2 erläutert, wie Prüfungen verschiedener Frequenzschutzfunktionen aufgebaut werden können. Die in 9.4 vorgestellte Applikationsprüfung des UFLA dient hierbei als Referenz, aus deren Modifikation sich die Prüfungen aller betrachteten Schutzfunktionen und der zugehörigen Anwendungen ergeben. In 9.3 werden die bei Prüfungen zu berücksichtigenden Störgrößen betrachtet.

9.1 Randbedingungen der Prüfung des Frequenzschutzes

In diesem Abschnitt werden einige Erkenntnisse zusammengefasst, die bei bisherigen Prüfungen gewonnen wurden. Die Ergebnisse stammen überwiegend aus Prüfungen des Unterfrequenzschutzes, sie gelten aber sinngemäß auch für den Überfrequenzschutz, die ROCOF-Funktion oder zusammengesetzte Frequenzschutzfunktionen.

9.1.1 Frequenzsprung oder quasistetige Frequenzänderung

In Bild 50 ist der Frequenzverlauf bei einer Prüfung mit einer stetigen Frequenzänderung und mit einem Frequenzsprung dargestellt. Die bisher durchgeführten Messungen zeigen, dass bei einem Frequenzsprung die Auslösezeit von dem Frequenzsprung abhängig ist. Um sinnvolle Ergebnisse zu erhalten, sollten deshalb bei der Ermittlung

- der Auslösezeit,
- der Rückfallzeit,
- der Genauigkeit und
- des Rückfallverhältnisses

einer Schutzeinrichtung eine stetige oder quasistetige Frequenzänderung angewendet werden.

Unter einer quasistetigen Frequenzänderung versteht man eine Frequenzänderung, die durch viele kleine Frequenzsprünge nachgebildet wird, deren Abstand ΔT so gering ist, dass der Verlauf als annähernd stetig betrachtet werden kann.

Für den Bereich relevanter Frequenzgradienten $|df/dt| < 10 \text{ Hz/s}$ ist ein Sprungabstand $\Delta T = 1 \text{ ms}$ ausreichend.

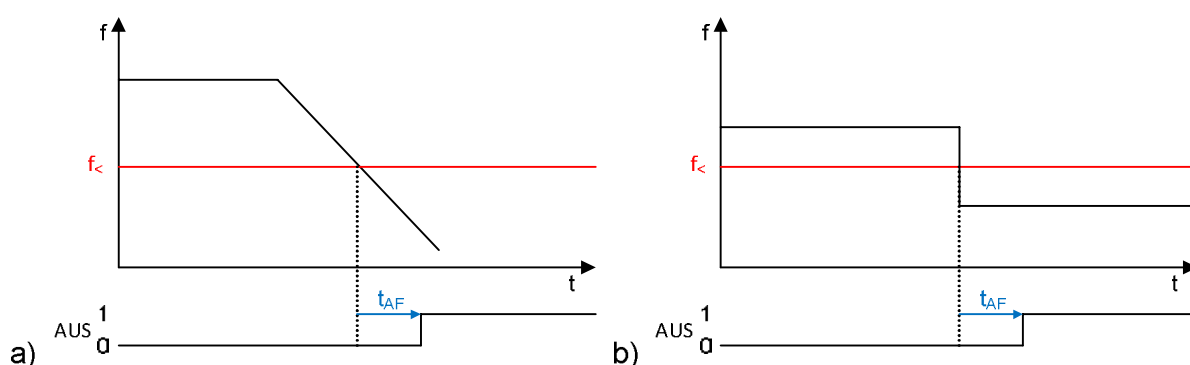


Bild 50 Prüfung zur Bestimmung der Auslösezeit; a) mit stetiger Frequenzänderung b) mit Frequenzsprung

9.1.2 Frequenzgradient

Bei der Messung der Auslösezeit und der Rückfallzeit sollte der Frequenzgradient groß genug und gleichzeitig noch realistisch sein. Bei zu kleinen Frequenzgradienten beeinflusst die Toleranz der Frequenzmessung sehr stark die gemessene Zeit. Die gemessene Auslösezeit kann dadurch negativ werden.

Theoretische Betrachtung anhand eines Beispiels mit unterschiedlichen Frequenzgradienten:

Wir betrachten beispielhaft eine Frequenzschutzeinrichtung mit dem Einstellwert $f_c = 49$ Hz, der Genauigkeit $\Delta f = 10$ mHz und der Auslösezeit $t_{AF} = 100$ ms. Wir führen drei Messungen durch und nehmen die nachfolgenden Auslösewerte für zwei unterschiedliche Frequenzgradienten an:

Messung 1: $f_{cA} = 49,010$ Hz, Auslösung an der oberen Toleranzgrenze $f_c + \Delta f$

Messung 2: $f_{cA} = 49,000$ Hz, Auslösung bei f_c

Messung 3: $f_{cA} = 48,990$ Hz, Auslösung an der unteren Toleranzgrenze $f_c - \Delta f$

- Bei einem Frequenzgradienten von $df/dt = 0,050$ Hz/s erhalten wir für obige Auslösewerte folgende Auslösezeiten:

- Messung 1: $t_{AF1} = -100$ ms (siehe Bild 51 a)
- Messung 2: $t_{AF1} = 100$ ms
- Messung 3: $t_{AF1} = 300$ ms (siehe Bild 51 b)

- Bei einem Frequenzgradienten von $df/dt = 1,0$ Hz/s erhalten wir für obige Auslösewerte folgende Auslösezeiten:

- Messung 1: $t_{AF1} = 90$ ms
- Messung 2: $t_{AF1} = 100$ ms
- Messung 3: $t_{AF1} = 110$ ms

Ein Frequenzgradient von $df/dt = 1$ Hz/s ist normalerweise ausreichend.

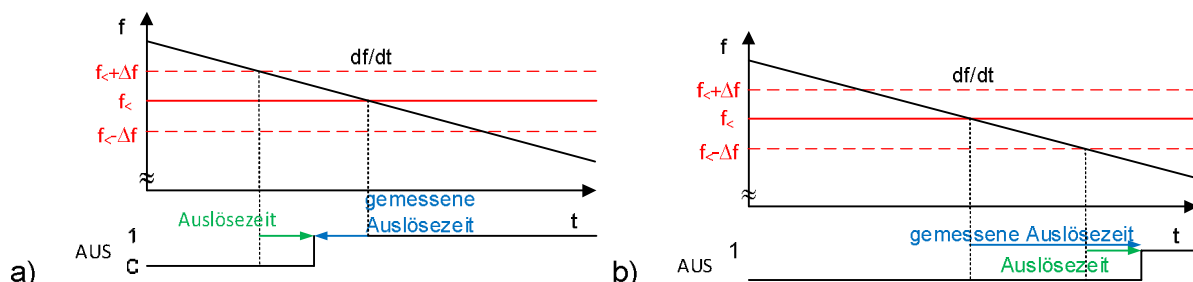


Bild 51 Auslösezeit und gemessene Auslösezeit bei geringem Frequenzgradienten; a) obere Toleranzgrenze b) untere Toleranzgrenze

9.1.3 Einfluss von Störgrößen

In Tabelle 7 sind Prüfergebnisse einer Schutzeinrichtung mit reinen Sinussignalen (ohne Störgrößen) dargestellt. In Tabelle 8 sind Prüfergebnisse derselben Schutzeinrichtung mit ausgewählten Phasensprüngen (mit Störgrößen) dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der Prüfungen mit Phasensprüngen findet sich in Abschnitt 9.4.7. Es ist deutlich zu erkennen, dass die maximale Auslösezeiten mit Störgrößen teilweise deutlich größer sind. Bei der Bestimmung von Rückfallzeit, Genauigkeit und Rückfallverhältnis sind ebenfalls Auswirkungen zu erwarten.

Für die Festlegung von Prüfabläufen gilt:

- Prüfsequenzen sollten keine „unbeabsichtigten“ Störgrößen enthalten, da sonst fehlerhafte Messungen auftreten können.
- Wenn bei Applikationen Störgrößen auftreten können, ist mit einer Verschlechterung von Kenngrößen der Schutzeinrichtung (Auslösezeit, Genauigkeit, usw.) zu rechnen.

Es sollten deshalb Messungen mit relevanten Störgrößen erfolgen, um beispielsweise die höhere Auslösezeit bei der Planung des Schutzsystems zu berücksichtigen.

Neben Phasensprüngen gibt es weitere zu berücksichtigende Störgrößen. Die relevanten Störgrößen und ihre Auswirkungen werden in Abschnitt 9.3 erläutert. Wie Prüfungen mit Störgrößen erfolgen können, ist beispielhaft in Abschnitt 9.4 dargestellt.

Tabelle 7 Testergebnisse ohne Störgrößen

Gradient df/dt	Auslösezeit ohne Störgrößen (10 Durchläufe)	
0,1 Hz/s	Durchschnittlicher Wert	75,0 ms
	Maximaler Wert	91,6 ms
0,5 Hz/s	Durchschnittlicher Wert	85,0 ms
	Maximaler Wert	95,6 ms
1,0 Hz/s	Durchschnittlicher Wert	88,4 ms
	Maximaler Wert	95,8 ms
2,0 Hz/s	Durchschnittlicher Wert	93,2 ms
	Maximaler Wert	101,1 ms

Tabelle 8 Ausgewählte Testergebnisse mit zusätzlichem Phasensprung

Gradient df/dt	Phasen- sprung $\Delta\varphi$	Auslösezeit bei einem Phasensprung (10 Durchläufe)	
1,0 Hz/s	+2°	Durchschnittlicher Wert	131,7 ms
		Maximaler Wert	135,9 ms
	+16°	Durchschnittlicher Wert	147,4 ms
		Maximaler Wert	163,5 ms
	-2°	Durchschnittlicher Wert	42,3 ms
		Maximaler Wert	46,3 ms
	-8°	Durchschnittlicher Wert	46,5 ms
		Maximaler Wert	156,3 ms

9.1.4 Synthese von Spannungsverläufen ohne Momentanwertsprung nach Frequenzwechsel

Für die Prüfung werden Spannungssignale der Form

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(2\pi f(t)t + \varphi)$$

benötigt. Hierbei kann die Frequenz $f(t)$ zeitvariant sein.

Bei der Synthese der Prüfsignale

- dürfen keine Störgrößen (siehe Abschnitte 9.1.3 und 9.3) „unbeabsichtigt“ zu dem Signal addiert werden.

- dürfen bei reinen Sinussignalen keine Störgrößen hinzugefügt werden.
- muss bei Spannungssignalen mit Störgrößen sichergestellt werden, dass nur die beabsichtigten Störgrößen hinzugefügt werden.

Eine geeignete Synthese der Signale ist in jedem Fall sicherzustellen. In Bild 52 ist beispielhaft ein störgrößenfreier Frequenzsprung von $f = 45$ Hz auf $f = 50$ Hz dargestellt.

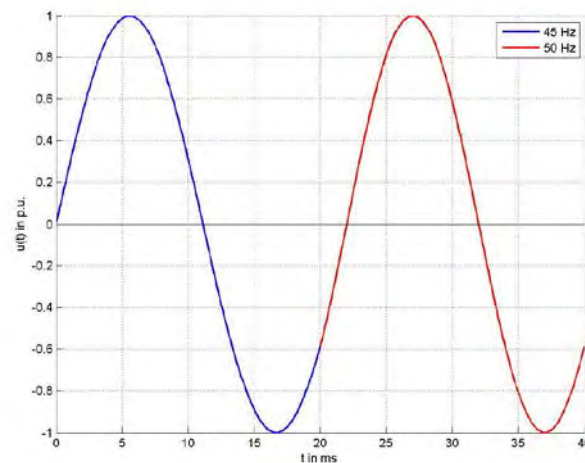


Bild 52 Störgrößenfreier Frequenzsprung

Bei der ungeeigneten Erzeugung eines Prüfsignals kann es beim Übergang zu einer neuen Frequenz zu einem Sprung des Momentanwerts kommen (siehe Bild 53).

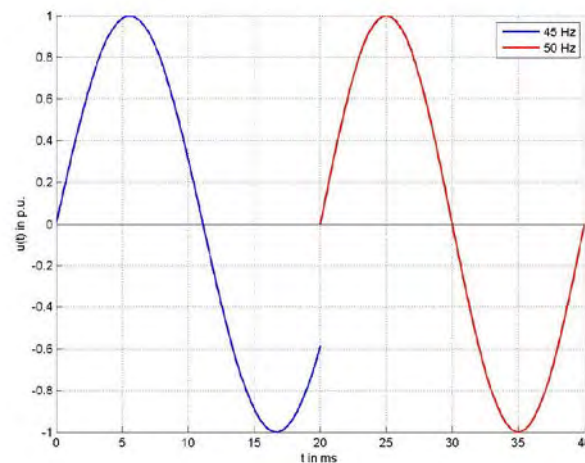


Bild 53 Frequenzvariation ohne Anpassung der Phasenlage

Es gibt verschiedene Möglichkeiten diese Störung zu vermeiden. Eine Möglichkeit besteht darin mit Beginn einer neuen Frequenz die Phasenlage des Spannungssignal zu verschieben, sodass man den gleichen Momentanwert erhält. Die dafür nötige Phasenverschiebung erhält man aus:

$$u(k) = \hat{u} \cdot \sin(\varphi(k))$$

Umstellen ergibt

$$\varphi(k_{\text{end}}) = \arcsin\left(\frac{u(k_{\text{end}})}{\hat{u}}\right) \text{ für } u(k_{\text{end}}) - u(k_{\text{end}-1}) > 0,$$

$$\varphi(k_{\text{end}}) = \arccos\left(\frac{u(k_{\text{end}})}{\hat{u}}\right) + \frac{\pi}{2} \text{ für } u(k_{\text{end}}) - u(k_{\text{end}-1}) < 0,$$

sonst $\varphi(k_{\text{end}}) = 0$

Der angepasste Signalverlauf entspricht dann wieder Bild 52.

9.1.5 Wiederholung von Prüfungen

In Tabelle 8 ist bei einem Phasensprung von $\Delta\varphi = -8^\circ$ deutlich zu erkennen, dass die Ergebnisse der Auslösezeit einer Schutzeinrichtung bei mehreren Wiederholungen derselben Prüfsequenz deutlich voneinander abweichen. Bei der Bestimmung von Kenngrößen einer Frequenzschutzfunktion sollten deshalb immer mehrere Wiederholungen durchgeführt werden, da das Ergebnis einer Einzelmessung irreführend sein kann.

Zehn Messungen haben sich bisher als ausreichend erwiesen.

9.1.6 Sprünge des Frequenzgradienten

Beim Frequenzgradienten df/dt sind sprungförmige Änderungen zulässig und auch sinnvoll. Derartige Verläufe treten auch im realen Netz nach dem Störungseintritt auf, beispielsweise nach einer Aufteilung in Teilnetze und einer daraus resultierenden Leistungsdifferenz ΔP (Last- oder Erzeugungssprung).

9.1.7 Pulsrampen

Pulsrampen werden beispielsweise bei der Prüfung der ROCOF-Funktion häufig eingesetzt. Die Reset-Zeit t_R zwischen zwei Rampen sollte so groß gewählt werden, dass die nächste Rampe nicht mehr durch den Rücksprung der vorherigen Rampe beeinflusst wird.

Falls möglich kann die Reset-Zeit $t_R = 500$ ms gewählt werden.

9.2 Empfehlung zur Prüfung verschiedener Frequenzschutz- und ROCOF-Funktionen

In diesem Abschnitt wird erläutert, wie die verschiedenen Prüfungen aufgebaut und entwickelt werden können.

9.2.1 Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen

Bei Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen werden typischerweise die Einstellwerte (z.B. f_c , $t(f_c)$), die Verdrahtung, usw. überprüft. Diese Prüfungen sollen übersichtlich, einfach durchzuführen und vergleichbar sein. Für diese Prüfungen können teilweise auch Frequenzsprünge angewendet werden, wenn keine Kenngrößen der Frequenzschutzfunktion bestimmt werden sollen.

Mit den Aussagen von 9.1.1 gilt:

- Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, sollten die Frequenzsprünge zur Prüfung eines bestimmten Schutzgerätetyps gleich sein.
- Bei gleichen Frequenzsprüngen und unterschiedlichen Schutzgerätetypen können trotzdem unterschiedliche Auslösezeiten auftreten.

Falls zusätzliche Einstellparameter vorhanden sind, beispielsweise für die Unterspannungsblockade, sollten diese Einstellparameter mit überprüft werden.

9.2.2 Applikationsprüfungen des Unterfrequenz- und Überfrequenzschutz

Bei Applikationsprüfungen werden häufig die Kenngrößen einer Schutzfunktion (z.B. Auslösezeit, Rückfallzeit, Genauigkeit und Rückfallverhältnis) bestimmt. Wobei weitere Prüfungen vorhanden sein können und nicht immer alle Kenngrößen bestimmt werden. In 9.4 wird eine Empfehlung zur Applikationsprüfung der Anwendung UFLA detailliert dargestellt. Diese Applikationsprüfung kann sinngemäß auch auf sämtliche andere Anwendungen des Unterfrequenz- und Überfrequenzschutzes übertragen werden.

Die vorgestellte Applikationsprüfung kontrolliert

- ob Teilfunktionen (z.B. Unterspannungsblockade) der Schutzfunktion richtig arbeiten,
- ob Überfunktionen knapp oberhalb der Toleranzgrenze auftreten (mit und ohne Störgrößen),
- ob Unterfunktionen knapp unterhalb der Toleranzgrenze auftreten (mit und ohne Störgrößen),
- welche Auslösezeit sich ergibt (mit und ohne Störgrößen).

Für eine Anpassung an eine andere Applikation sind zu ermitteln

- die möglichen Einstellparameter,
- die zu erwartenden Frequenzgradienten,
- die relevanten Störgrößen und
- die Anforderungen an die Schutzfunktion (z.B. Zeitverhalten).

Mit diesen Informationen und den Aussagen aus 9.1 kann die Applikationsprüfung angepasst werden.

Da die Zeitverzögerung des Unterfrequenzschutzes bei der UFLA normalerweise $t(f_c) = 0$ ms beträgt, wird in der vorgestellten Applikationsprüfung die Rückfallzeit und das Rückfallverhältnis nicht bestimmt. Falls dies notwendig ist, können Messungen dieser Größen hinzugefügt werden.

9.2.3 Zusätzliche Wirkleistungsbestimmung

Einige Anwendungen verknüpfen den Frequenzschutz mit einer Wirkleistungsrichtungsbestimmung oder einem Grenzwert für die Wirkleistung (wie z.B. in VDE-AR-N 4142 gefordert). Diese Funktionen können sinngemäß, wie in 9.4 beschrieben, geprüft werden.

9.2.4 ROCOF-Funktion

Falls eine reine ROCOF-Funktion überprüft werden soll, kann eine Applikationsprüfung für diese Funktion entwickelt werden. Hierzu sind zunächst wieder die Randbedingungen zu ermitteln. Diese sind

- die möglichen Einstellparameter,
- die zu erwartenden Frequenzgradienten,
- die relevanten Störgrößen und
- die Anforderungen an die Schutzfunktion (z.B. Zeitverhalten).

Danach kann auf Basis der Applikationsprüfung für die UFLA in 9.4 eine Applikationsprüfung für die ROCOF-Funktion entwickelt werden.

9.2.5 Zusammengesetzte Funktionen

Die Funktion und die Prüfung zusammengesetzter Funktionen wird in 4.4 erläutert.

9.3 Störgrößen

In diesem Abschnitt werden die für die Prüfung relevanten Störgrößen erläutert. Beispiele zu den einzelnen Prüfungen mit Störgrößen sind in 9.4 zu finden.

9.3.1 Phasensprung

Ein Phasensprung in der Spannung kann durch eine Lastausschaltung verursacht werden, die beispielsweise von einer UFLA ausgelöst wurde. Es handelt sich deshalb um ein realistisches Systemverhalten bei mehrstufigen Lastausschaltungen.

Es ist zu beachten, dass auch kleine Phasensprünge Auswirkungen auf die Frequenzmessung haben können.

Beispiel:

- Wir betrachten eine Frequenzmessung in einem Netz mit der Nennfrequenz $f_n = 50$ Hz. Wir nehmen an, dass das Messfenster der Frequenzmessung fünf Perioden (also $5 \cdot T = 100$ ms) beträgt, d.h. das Messfenster entspricht 1800° .
- Wenn im Spannungsverlauf ein Phasensprung von $\Delta\varphi = 1,8^\circ$ auftritt und der Algorithmus der Schutzeinrichtung keine Stabilisierung enthielte, entstünde ein Messfehler $\varepsilon_f = 0,1\ \% = 50$ mHz.
- Wenn das Messfenster kleiner ist, wird der Messfehler größer z.B. $T = 20$ ms $\Rightarrow \varepsilon_f = 0,5\ \% = 250$ mHz.

9.3.2 Amplitudensprung

Ein Amplitudensprung in der Spannung kann ebenfalls durch eine Lastausschaltung verursacht werden, die beispielsweise von einer UFLA ausgelöst wurde. Es handelt sich deshalb ebenfalls um ein realistisches Systemverhalten bei mehrstufigen Lastausschaltungen.

9.3.3 Nullspannungen

In kompensierten Netzen können Nullspannungen auftreten, deren Frequenz während transienter Vorgänge von der Nennfrequenz abweichen können.

Es sollte deshalb überprüft werden, ob die Frequenzschutzfunktion für solche Netze geeignet ist und Über- und Unterfunktionen durch Nullspannungen ausgeschlossen werden können. Ein Beispiel für eine solche Prüfung wird in 9.4.10 detailliert erläutert.

9.3.4 Harmonische und zwischenharmonische Schwingungen

Harmonische und zwischenharmonische Schwingungen sollten in dem Maße berücksichtigt werden, in dem sie auftreten können. Insbesondere Zwischenharmonische können die Messung stark beeinflussen. Es ist deshalb darauf zu achten, dass bei Prüfungen Zwischenharmonische nicht unrealistisch groß gewählt werden.

Bei der Ermittlung der Harmonischen und Zwischenharmonischen für die Prüfung und beim Aufbau der zugehörigen Prüfung ist folgendes zu beachten:

- Bei der Ermittlung der Größen sollten im Nullsystem auftretende Harmonische und Zwischenharmonische nicht berücksichtigt werden. Dies gilt, weil eine Prüfung auf Beeinflussungen durch Zwischenharmonische im Nullsystem schon mit den Prüfungen in 9.3.3 erfolgt. Außerdem werden geeignete Algorithmen, die beispielsweise die Leiter-Leiter-Spannung oder nullsystemfreie transformierte Spannungen auswerten, von Harmonischen und Zwischenharmonischen im Nullsystem nicht beeinflusst.
- Bei dem Aufbau der Prüfsequenz ist darauf zu achten, dass die Harmonischen und Zwischenharmonischen entsprechend ihrer Definition zu den sinusförmigen Grundschwingungen des Drehstromsystems addiert werden. Eine Addition von drei gleichphasigen Zwischenharmonischen entspricht einem Nullsystem und ist damit wie in Abschnitt 9.3.3 zu behandeln.

Bei den Prüfungen ändert sich normalerweise die Frequenz des Grundschwingungsanteils. Bei der Erstellung der Prüfsequenz ist zu berücksichtigen, dass sich die Frequenz der Harmonischen mit der Grundschwingung ändert (z.B. $f_{H5} = 245 \text{ Hz}$ bei $f_1 = 49 \text{ Hz}$), hingegen die der Zwischenharmonischen (z.B. $f_{Z1} = 16,7 \text{ Hz}$) konstant bleiben.

9.4 Empfehlung zur Applikationsprüfung (Akzeptanzprüfung) des Unterfrequenzschutzes für den Lastabwurf

Die in diesem Abschnitt vorgestellte Prüfung liegt auch als Prüfvorlage vor. Sie wurde bereits mehrfach durchgeführt und hat wesentliche Erkenntnisse über die Performance aktuell eingesetzter Schutzeinrichtungen geliefert.

9.4.1 Ziele der Applikationsprüfung

Die Prüfung weist nach, dass die Schutzfunktion für den Unterfrequenzlastabwurf geeignet ist und ermittelt deren Kenngrößen. Geprüft wird eine Schutzeinrichtung mit zugehöriger Firmware.

Die empfohlenen Prüfungen sollen den Eignungsnachweis der aktuell und zukünftig eingesetzten Schutzeinrichtungen ermöglichen und diesen Eignungsnachweis vereinheitlichen. Es werden einheitliche Anforderungen (siehe 9.4.4) für alle Beteiligten festgelegt, die zum einen für die Schutzfunktion gelten und zum anderen bei der Planung des Unterfrequenzlastabwurfes berücksichtigt werden können.

Die Prüfungen sind als einmaliger Eignungsnachweis der Schutzfunktion für eine Schutzeinrichtung einschließlich Firmware vorgesehen, jedoch nicht für IBN- oder Wiederholungsprüfungen.

Die ermittelten Kenngrößen sind nicht zur abschließenden vergleichenden Beurteilung der Güte (Qualität) einer Schutzfunktion geeignet.

9.4.2 Abgrenzung zu IEC 60255-181

Die beschriebene Akzeptanzprüfung soll die Eignung des Unterfrequenzschutzes für den Lastabwurf nachweisen. Hierdurch ergeben sich wesentliche Unterschiede zur IEC 60255-181 [3]. Die empfohlene Akzeptanzprüfung ist zu diesem Eignungsnachweis zusätzlich durchzuführen. Sie soll die Prüfungen nach IEC 60255-181 nicht ersetzen.

Sofern möglich und sinnvoll wurden Prüfverfahren und Prüfwerte aus der IEC 60255-181 übernommen.

9.4.2.1 Abweichender Prüfumfang

Durch die Einschränkung der Applikation auf den Unterfrequenzlastabwurf ergibt sich ein im Vergleich zur IEC 60255-181 deutlich reduzierter Prüfumfang. Die wesentlichen Abweichungen sind:

- Es wird nur die Unterfrequenzfunktion verwendet.
- Die Einstellwerte des Unterfrequenzschutzes liegen im Bereich $f_c = 47,5$ bis 50 Hz.
- Auf eine Vielzahl von Parametervariationen wird verzichtet.
- Es wird normalerweise unverzüglich ausgeschaltet.
- Es werden zusätzliche Prüfungen mit relevanten Störgrößen (z.B. kleine Phasensprünge, kleine Amplitudensprünge, Nullsystemspannungen) aufgenommen.
- Es wird eine Unterspannungsblockade verwendet.

9.4.2.2 Eignungsnachweis

Für die Prüfungen in diesem Applikationstest sind Anforderungen an die Genauigkeit und die Auslösezeit vorgegeben, die einzuhalten sind, damit die Schutzfunktion als geeignet gewertet wird. Diese Beurteilung stellt einen wesentlichen Unterschied zu den Prüfungen nach IEC 60255-181 dar, da dort die Prüfergebnisse nur zu dokumentieren, aber nicht zu bewerten sind.

9.4.3 Vorgaben zum Prüfablauf

Alle Angaben zu Spannungen, Frequenzen, Oberschwingungen usw. in den nachfolgend dargestellten Prüfabläufen beziehen sich auf ein reines Mitsystem, wenn nicht ausdrücklich etwas anderes angegeben wird. Die Spannung des Mitsystems beträgt $U_1 = U_n / \sqrt{3}$, falls nicht anders angegeben.

Es ist immer eine Vorfehlerspannung mit den Startwerten der Frequenz und der Spannung für die Zeit $t_{vor} = 2$ s auszugeben.

Bei den Prüfungen zur Überfunktion genügt es, wenn für die Zeit $t_{nach} = 2$ s keine Überfunktion erfolgt.

Alle Prüfungen werden zehnmal wiederholt.

Alle Einzelprüfungen müssen bestanden werden, damit die Prüfung bestanden wird.

Für die Prüfungen wird eine quasi-stetige Frequenzänderung nach Abschnitt 9.1 verwendet.

9.4.4 Festlegung der Prüfanforderungen

Nachstehend in Tabelle 9 werden die Anforderungen angegeben, die für eine bestandene Prüfung eingehalten werden müssen.

Tabelle 9 Prüfanforderungen

Anforderung	Geforderter Wert
Betrag der geforderten Genauigkeit ohne Störgrößen	$\Delta f \leq 30 \text{ mHz}$
Betrag der geforderten Genauigkeit bei Prüfungen zur Überfunktion mit Störgrößen	$\Delta f_{ob} \leq 2 \cdot \Delta f$
Betrag der geforderten Genauigkeit bei Prüfungen zur Unterfunktion mit Störgrößen	$\Delta f_{un} \leq 2 \cdot \Delta f$
maximale Auslösezeit ohne Störgrößen	$t_{AFmax} = 120 \text{ ms}$
maximale Auslösezeit mit Störgrößen	$t_{AFmmax} = 200 \text{ ms}$

Anmerkungen:

- Die Prüfvorgaben berücksichtigen sowohl die Anforderungen des Unterfrequenzlastabwurfs zur Aufrechterhaltung des Systembetriebs als auch die Eigenschaften heute eingesetzter Schutzeinrichtungen.
- Die unterschiedlichen Anforderungen für Prüfungen ohne und mit Störgrößen werden verwendet, um das Verhalten der Schutzfunktion bei günstigen und ungünstigen Bedingungen zu berücksichtigen.

9.4.5 Blockade bei Unterspannung

Nachgewiesen wird die Blockade bei Unterspannung.

Keine Überfunktion

Die Spannung beträgt $0,95 \cdot U_B$. Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} - 5 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion darf nicht auslösen.

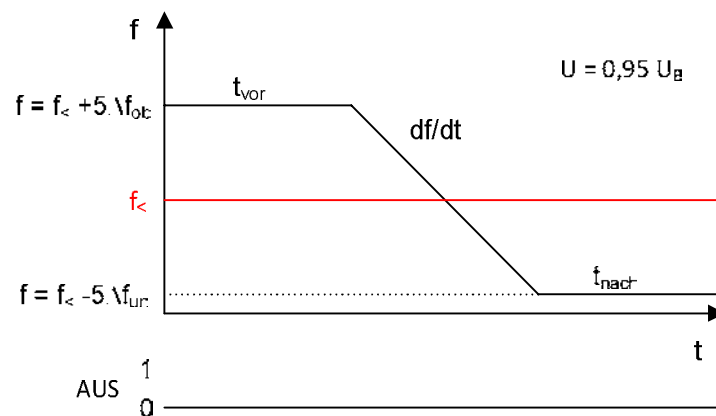


Bild 54 Frequenzverlauf der Prüfung – Blockade bei Unterspannung, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Die Spannung beträgt $1,05 \cdot U_B$. Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} - 5 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

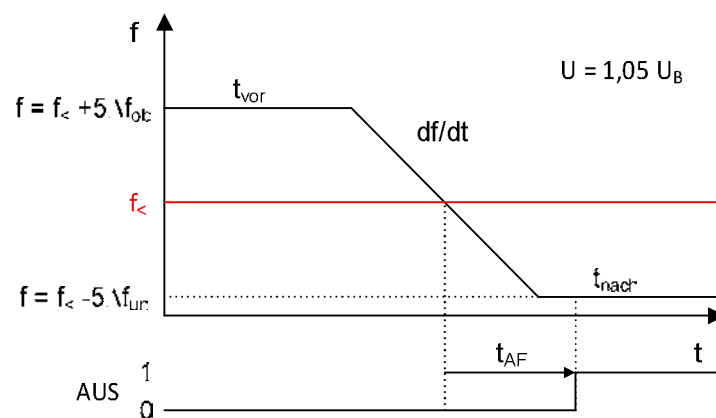


Bild 55 Frequenzverlauf der Prüfung – Blockade bei Unterspannung, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Für den Einstellwert gilt $f_{<} = 49 \text{ Hz}$.

Für die Frequenzänderung gilt $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$.

9.4.6 Genauigkeit und Auslösezeit ohne Störgrößen

Nachgewiesen werden die Genauigkeit und die Auslösezeit ohne Störgrößen.

Keine Überfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_c + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_c + 1,1 \cdot \Delta f$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion darf nicht auslösen.

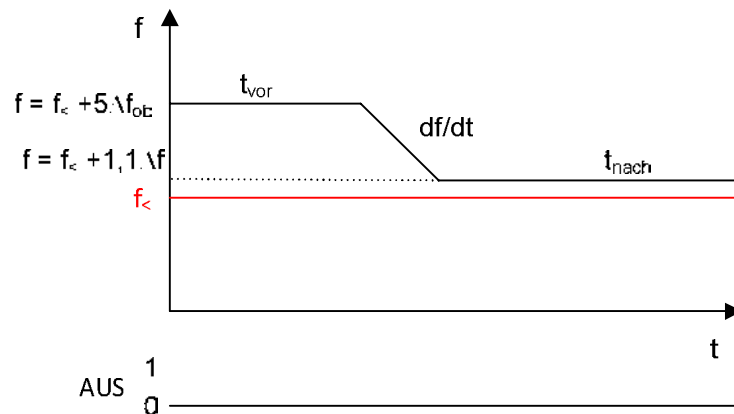


Bild 56 Frequenzverlauf der Prüfung – ohne Störgrößen, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_c + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_c - 1,1 \cdot \Delta f$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

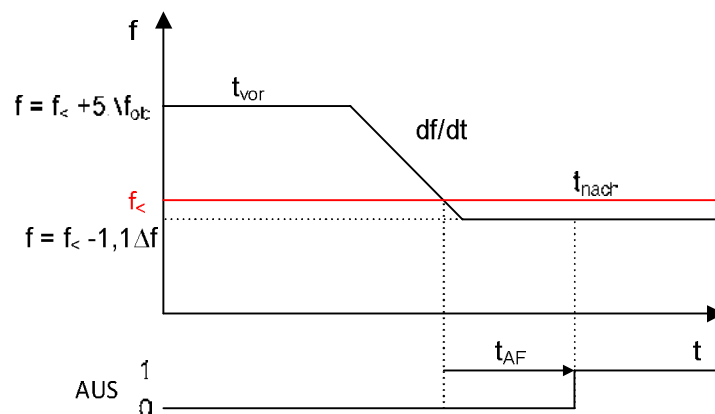


Bild 57 Frequenzverlauf der Prüfung – ohne Störgrößen, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Die Prüfung wird mit den Einstellwerten $f_c = 48 \text{ Hz}$ und $f_c = 49 \text{ Hz}$ durchgeführt.

Für die Frequenzänderung werden die Werte $df/dt = -0,1 \text{ Hz/s}$, $df/dt = -0,5 \text{ Hz/s}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$ und $df/dt = -2 \text{ Hz/s}$ verwendet. Daraus ergeben sich somit acht Varianten.

Die Prüfung mit $df/dt = -0,1 \text{ Hz/s}$ weist die Funktion nach, bzgl. der Auslösezeit ist Abschnitt 9.1.2 zu beachten.

9.4.7 Genauigkeit und Auslösezeit bei einem Phasensprung

Nachgewiesen werden die Genauigkeit und die Auslösezeit mit einem Phasensprung als Störgröße.

Keine Überfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} + 1,1 \cdot \Delta f_{ob}$, dann tritt ein Phasensprung auf, anschließend bleibt die Frequenz konstant.

Die Schutzfunktion darf nicht auslösen.

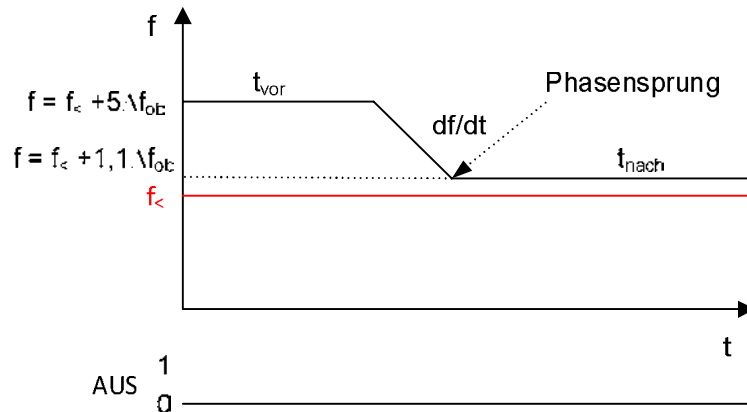


Bild 58 Frequenzverlauf der Prüfung – Phasensprung, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<}$, dann tritt ein Phasensprung auf, danach ändert sich quasi-stetig mit df/dt weiter auf $f = f_{<} - 1,1 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

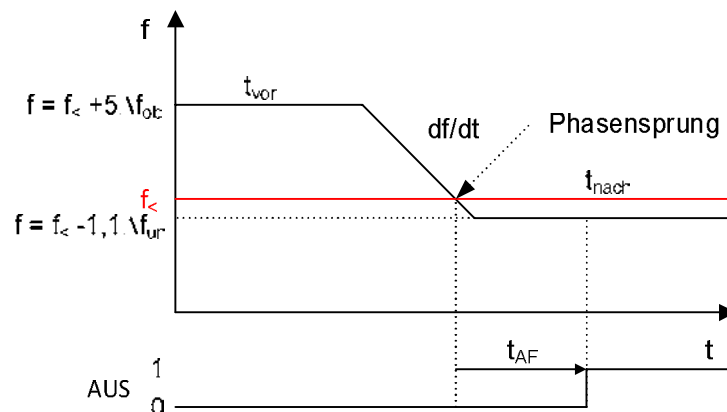


Bild 59 Frequenzverlauf der Prüfung – Phasensprung, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Für den Einstellwert gilt $f_{<} = 49 \text{ Hz}$.

Für die Frequenzänderung gilt $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$.

Es werden negative und positive Phasensprünge mit den Werten $\Delta\varphi = \pm 2^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 4^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 8^\circ$ und $\Delta\varphi = \pm 16^\circ$ verwendet. Daraus ergeben sich somit acht Varianten.

9.4.8 Genauigkeit und Auslösezeit bei einem Spannungssprung

Nachgewiesen werden die Genauigkeit und die Auslösezeit mit einem Spannungssprung (Amplituden- bzw. Betragssprung) als Störgröße.

Keine Überfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} + 1,1 \cdot \Delta f_{ob}$, dann tritt ein Spannungssprung auf, anschließend bleibt die Frequenz konstant.

Die Schutzfunktion darf nicht auslösen.

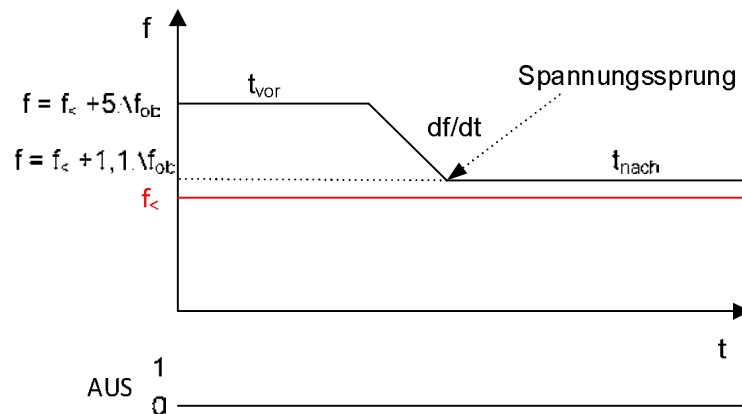


Bild 60 Frequenzverlauf der Prüfung – Spannungssprung, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Die Frequenz ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<}$, dann tritt ein Spannungssprung auf, danach ändert sie sich quasi-stetig mit df/dt weiter auf $f = f_{<} - 1,1 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

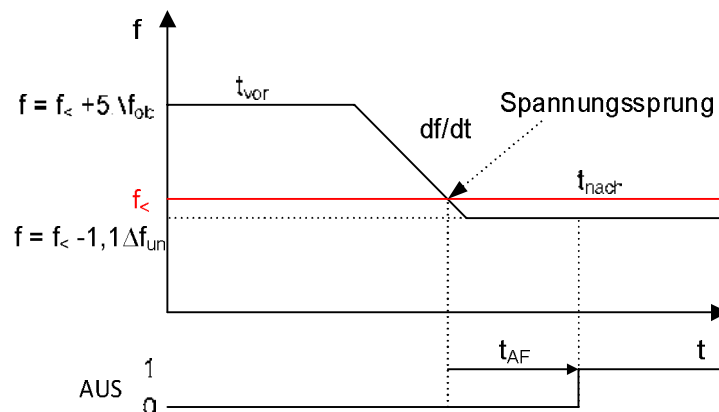


Bild 61 Frequenzverlauf der Prüfung – Spannungssprung, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Für den Einstellwert gilt $f_{<} = 49 \text{ Hz}$.

Für die Frequenzänderung gilt $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$.

Die Werte der Spannungssprünge betragen $0,95 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$ und $1,05 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$. Daraus ergeben sich somit zwei Varianten.

9.4.9 Genauigkeit und Auslösezeit bei Harmonischen und Zwischenharmonischen

Nachgewiesen werden die Genauigkeit und die Auslösezeit mit Harmonischen und Zwischenharmonischen als Störgröße. Theoretische Hintergründe siehe Abschnitt 5.

Keine Überfunktion

Die Spannungen enthalten während der gesamten Prüfung eine konstante zusätzliche Spannung mit abweichender Frequenz.

Die Frequenz des Grundschwingungsanteils ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} + 1,1 \cdot \Delta f_{ob}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion darf nicht auslösen.

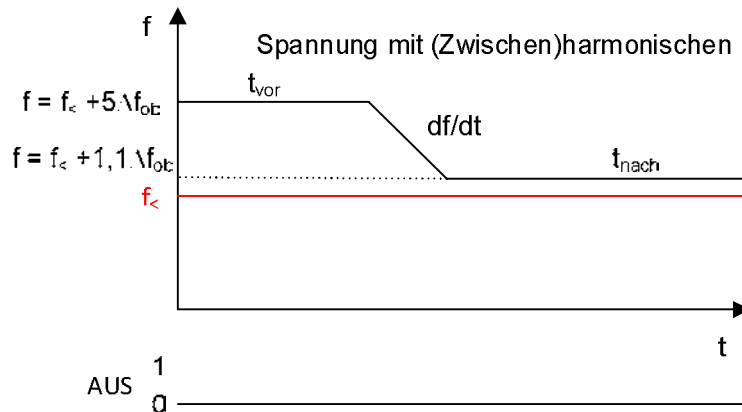


Bild 62 Frequenzverlauf der Prüfung – (Zwischen-)Harmonische, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Die Spannungen enthalten während der gesamten Prüfung eine konstante zusätzliche Spannung mit abweichender Frequenz.

Die Frequenz des Grundschwingungsanteils ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_{<} + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_{<} - 1,1 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzfunktion soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

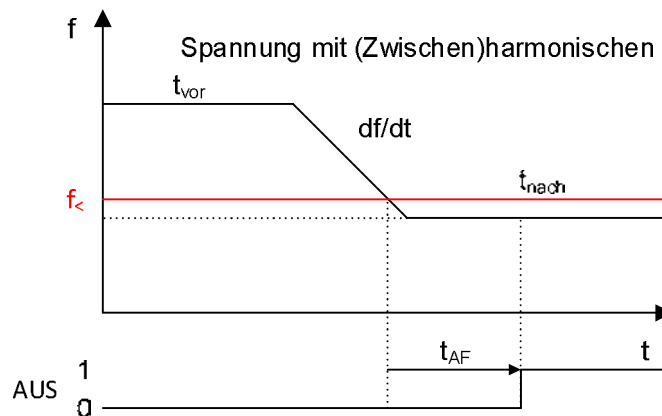


Bild 63 Frequenzverlauf der Prüfung – (Zwischen-)Harmonische, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Für den Einstellwert gilt $f_{<} = 49 \text{ Hz}$.

Für die Frequenzänderung gilt $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$.

Es werden die Harmonischen $f_{H5} = 250 \text{ Hz}$ und $f_{H7} = 350 \text{ Hz}$ verwendet. Für die Amplitude werden die zulässigen Pegel nach IEC 61000-2-12 verwendet, also gilt $U_{H5} = 0,06 \cdot U_n$ und $U_{H7} = 0,05 \cdot U_n$ und es ergibt sich $THD = 7,8 \%$. Dieser Wert liegt geringfügig unter dem zulässigen $THD_{max} = 8 \%$ (siehe auch Abschnitt 5.2).

Die Winkelverschiebung beim Start der Prüfung beträgt $\Delta\varphi = 0^\circ$.

Die Harmonischen werden als Mitsystem addiert, deren Frequenzen sich mitändern.

Es werden keine Prüfungen mit Zwischenharmonischen durchgeführt.

9.4.10 Genauigkeit und Auslösezeit bei überlageter Nullspannung

Nachgewiesen werden die Genauigkeit und die Auslösezeit mit einem Nullsystem als Störgröße. Dies erfolgt durch Addition einer zusätzlichen Nullspannung.

Keine Überfunktion

Das ausgegebene Spannungssystem ergibt sich durch eine Überlagerung des Mitsystems und des Nullsystems.

Für das Nullsystem gilt $\underline{U}_0 = -U_n/\sqrt{3}$ und die Frequenz des Nullsystems beträgt $f_0 = 48$ Hz.

Für das Mitsystem gilt $\underline{U}_1 = U_n/\sqrt{3}$.

Die Frequenz des Mitsystems ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_c + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_c + 1,1 \cdot \Delta f_{ob}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzeinrichtung darf nicht auslösen.

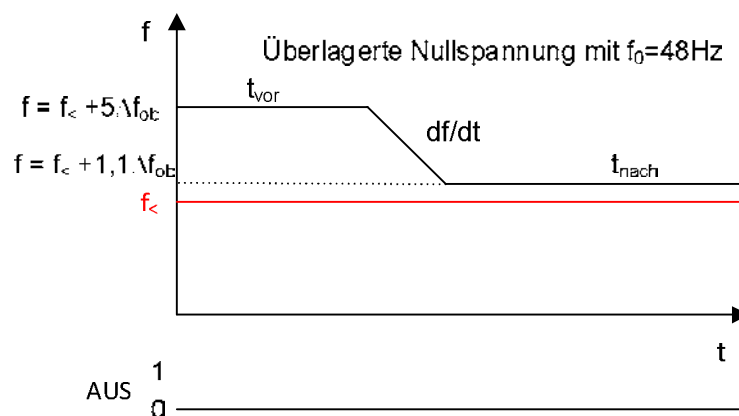


Bild 64 Frequenzverlauf der Prüfung – überlagerte Nullspannung, keine Überfunktion

Keine Unterfunktion

Das ausgegebene Spannungssystem ergibt sich durch eine Überlagerung des Mitsystems und des Nullsystems.

Für das Nullsystem gilt $\underline{U}_0 = -U_n/\sqrt{3}$ und die Frequenz des Nullsystems beträgt $f_0 = 50$ Hz.

Für das Mitsystem gilt $\underline{U}_1 = U_n/\sqrt{3}$.

Die Frequenz des Mitsystems ändert sich quasi-stetig mit df/dt von $f = f_c + 5 \cdot \Delta f_{ob}$ auf $f = f_c - 1,1 \cdot \Delta f_{un}$ und bleibt anschließend konstant.

Die Schutzeinrichtung soll auslösen. Die Auslösezeiten werden bestimmt.

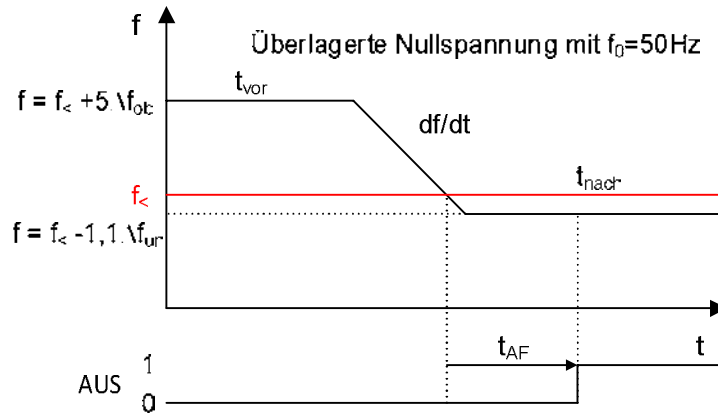


Bild 65 Frequenzverlauf der Prüfung – überlagerte Nullspannung, keine Unterfunktion

Prüfparameter

Für den Einstellwert gilt $f_c = 49 \text{ Hz}$.

Für die Frequenzänderung gilt $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$.

Einfluss des Nullsystems auf die Frequenzmessung

Insbesondere in kompensierten Netzen können beim Erdschlussaustritt Frequenzabweichungen im Nullsystem auftreten. Dies kann zu Schwebungen in den Leiter-Erde-Spannungen führen. Es wird überprüft, ob hierdurch Fehlfunktionen auftreten können. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Frequenzschutzfunktion die Leiter-Erde-Spannungen auswertet.

Bei der Prüfung „keine Überfunktion“ gilt $f_0 = 48 \text{ Hz}$, $f_1 = 1,1 \cdot \Delta f_{ob} + 49 \text{ Hz}$ und $f_c = 49 \text{ Hz}$. Wenn die Leiter-Leiter-Spannungen oder das Mitsystem ausgewertet werden, ergibt sich eine gemessene Frequenz $f_m = f_1 = 1,1 \cdot \Delta f_{ob} + 49 \text{ Hz}$ und damit keine Überfunktion. Wird die Leiter-Erde-Spannung ausgewertet, ergibt sich eine gemessene Frequenz von $f_m = \frac{(f_1 + f_0)}{2} = 1,1 \cdot \frac{\Delta f_{ob}}{2} + 48,5 \text{ Hz}$ und es erfolgt eine Überfunktion.

Bei der Prüfung „keine Unterfunktion“ gilt $f_0 = 50 \text{ Hz}$, $f_1 = -1,1 \cdot \Delta f_{un} + 49 \text{ Hz}$ und $f_c = 49 \text{ Hz}$. Wenn die Leiter-Leiter-Spannungen oder das Mitsystem ausgewertet werden, ergibt sich eine gemessene Frequenz $f_m = f_1 = -1,1 \cdot \Delta f_{un} + 49 \text{ Hz}$ und damit keine Unterfunktion. Wird die Leiter-Erde-Spannung ausgewertet, ergibt sich eine gemessene Frequenz von $f_m = \frac{(f_1 + f_0)}{2} = -1,1 \cdot \frac{\Delta f_{un}}{2} + 49,5 \text{ Hz}$ und es erfolgt eine Unterfunktion.

9.4.11 Wiederholungs- und Inbetriebnahmeprüfungen

Die Prüfungen, die bei der Inbetriebnahme der Schutzfunktion durchgeführt werden, sollten - sofern im Labor sinnvoll - ebenfalls durchgeführt werden. Sie sollten zehnmal wiederholt werden.

Die gemessenen minimalen und maximalen Auslösezeiten des Unterfrequenzschutzes ergeben einen Erwartungswertebereich für die einzelnen Prüfungen.

9.4.12 Übersicht und Varianten

In diesem Abschnitt werden die Prüfungen mit den Parametervariationen und weitere Details angegeben.

In Tabelle 10 sind die Prüfungen mit den zugehörigen Parametervariationen angegeben. Es ergeben sich 40 Varianten mit somit 400 Prüfungen (bei zehn Wiederholungen) und zusätzlich die Inbetriebnahmeprüfungen.

9.4.13 Anmerkungen

Das Verhalten bei Netzpendelung wird nicht überprüft, da eine Netzpendelung eine temporäre Frequenzänderung darstellt („...erfahrungsgemäß mit [Pendel-]Frequenzen von 0,2 bis 1,5 Hz...“, Transmissioncode 2007 [17]).

Das Rückfallverhältnis und die Rückfallzeit des Unterfrequenzschutzes werden nicht bestimmt, da für den Unterfrequenzlastabwurf von einer unverzögerten Ausschaltung ausgegangen wird.

Die Auswirkungen einer Gegensystemspannung werden nicht überprüft.

Tabelle 10 Übersicht der Prüfungen

Prüfung	Parameter und -variationen	Anzahl der Varianten
Blockade Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = 1 \text{ Hz/s}$	1
Blockade Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = 1 \text{ Hz/s}$	1
Ohne Störgrößen Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $f_{<} = 48 \text{ Hz}$ $df/dt = 0,1 \text{ Hz/s}$, $df/dt = 0,5 \text{ Hz/s}$, $df/dt = 1 \text{ Hz/s}$ und $df/dt = 2 \text{ Hz/s}$	8
Ohne Störgrößen Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $f_{<} = 48 \text{ Hz}$ $df/dt = -0,1 \text{ Hz/s}$, $df/dt = -0,5 \text{ Hz/s}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$ und $df/dt = -2 \text{ Hz/s}$	8
Phasensprung Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $\Delta\varphi = \pm 2^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 4^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 8^\circ$ und $\Delta\varphi = \pm 16^\circ$	8
Phasensprung Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $\Delta\varphi = \pm 2^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 4^\circ$, $\Delta\varphi = \pm 8^\circ$ und $\Delta\varphi = \pm 16^\circ$	8
Spannungssprung Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $0,95 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$ und $1,05 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$	2
Spannungssprung Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $0,95 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$ und $1,05 \cdot U_n \rightarrow 1,0 \cdot U_n$	2
Oberschwingungen Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $f_{H5} = 250 \text{ Hz}$, $f_{H7} = 350 \text{ Hz}$,	1
Oberschwingungen Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $f_{H5} = 250 \text{ Hz}$, $f_{H7} = 350 \text{ Hz}$, $U_{H5} = 0,06 \cdot U_n$, $U_{H7} = 0,05 \cdot U_n$	1
Nullspannung Überfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $f_0 = 48 \text{ Hz}$	1
Nullspannung Unterfunktion	$f_{<} = 49 \text{ Hz}$, $df/dt = -1 \text{ Hz/s}$, $f_0 = 50 \text{ Hz}$	1
Inbetriebnahme- prüfungen	Getrennt festgelegt	

10 Anforderungen an den Leistungsschalter

Zur richtigen Beurteilung eines Schutzsystems, zu der auch der in diesem Dokument beschriebene automatische UFLA zählt, gehört nicht nur das Frequenzrelais, sondern der gesamte Auslösekreis. Dieser besteht aus dem Schutzrelais mit der Frequenzschutzfunktion, den Strom- und Spannungswandlern, der sekundärtechnischen Verdrahtung inklusive der Hilfsspannungsversorgung und nicht zuletzt dem Leistungsschalter. Nur bei einer optimalen Auslegung aller beteiligten Komponenten kann eine dauerhaft zuverlässige Funktion dieses Systems gewährleistet werden.

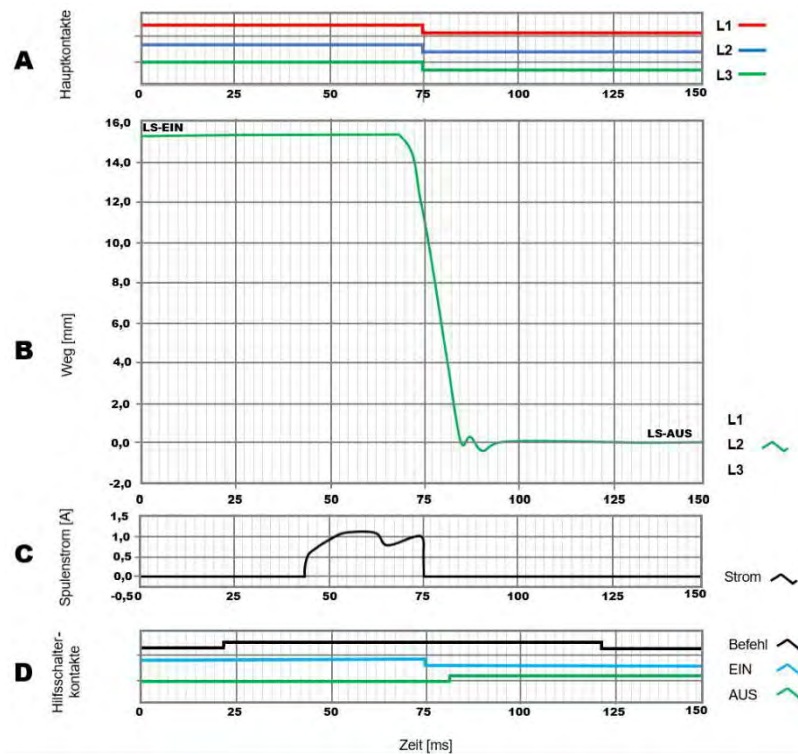


Bild 66 Weg-Zeit-Diagramm eines typischen Mittelspannungs-Vakuumleistungsschalters

Um die in diesem Dokument beschriebenen Gesamtausschaltzeiten einzuhalten, müssen neben den elektrischen Größen, wie Bemessungsspannung, Bemessungsstrom und maximaler Kurzschlussstrom, weitere Punkte beim Einsatz der Leistungsschalter berücksichtigt werden. Grundsätzlich steht hier an erster Stelle das Ausschaltverhalten des Schalters. Im Bereich der Bemessungsspannung bis 52 kV sind heute nur noch wenige ölarme Schalter, die bedingt durch den Aufbau lange Ausschaltzeiten besitzen, im Einsatz. Am häufigsten trifft man heute SF₆- oder Vakuumleistungsschalter mit mechanischem Federspeicherantrieb an, die Ausschalteigenzeiten von bis zu 70 ms haben. Diese Zeit berücksichtigt die Dauer vom Schließen des binären Ausgangskontakts im Schutzgerät bis zum Erreichen der AUS-Position der Leistungsschalter-Primärkontakte. Bei Ausschaltströmen im Bereich des Leistungsschalter-Nennstroms muss man noch eine Lichtbogenzeit von typischerweise 8...10 ms berücksichtigen, bis der Stromfluss tatsächlich unterbrochen wird. Im Fall von Kurzschlussströmen kann diese Lichtbogenzeit noch deutlich länger sein. Das Diagramm in Bild 66 zeigt eine typische Leistungsschalter-Weg-Zeit-Kennlinie einer Ausschaltung in Verbindung mit:

- A: dem Öffnen der Primärkontakte L1, L2 und L3. Hier sollten die drei Kontakte zeitgleich geöffnet werden und nur wenige Millisekunden Abweichung aufweisen.
- B: dem Bewegungsverlauf der dreiphasigen Leistungsschalterkontakte von der EIN- zur AUS-Position.
- C: dem Auslösespulenstrom aufgetragen über die Zeit. Gut erkennbar ist das Schließen der Auslösekontakte im Schutzgerät und das Absteuern des Spulenstroms mittels der Hilfskontakte.

- D: dem logischen Verhalten der Hilfsschalterkontakte in Bezug auf die Position der Primärkontakte. Hier kann man gut erkennen, wo die Hilfsschalterkontakte für die Positionsmeldungen LS-EIN und LS-AUS positioniert sind.

Für die UFLA-Funktion kann davon ausgegangen werden, dass zum Anregezeitpunkt die Abgänge fehlerfrei sind und die Abgangsströme kleiner gleich dem Bemessungsstrom sind.

Damit die eingesetzten Schalter ein dauerhaft schnelles und reproduzierbares Ausschaltverhalten haben, sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Der Schalter muss für den Bemessungsstrom und die Bemessungsspannung geeignet sein.
- Der Schalter muss den höchsten auftretenden Kurzschlussströmen thermisch und dynamisch gewachsen sein.
- Der Schalter muss für die klimatischen Bedingungen am Einbauort geeignet sein.
- Der Schalter sollte regelmäßig gewartet und gereinigt werden, so dass Schmutz sein Schaltverhalten nicht verlangsamt. Lange Standzeiten können dazu führen, dass das verwendete Fett die Auslöseeinheiten (Auslösespulen) verklebt und Hilfsschalterkontakte nicht mehr richtig funktionieren.
- Die Stationsbatterie sollte so ausgelegt sein, dass die Hilfsspannung im Bereich des Sollwertes liegt und nicht beim Betätigen der Leistungsschalter einbricht, was bei Schaltern mit elektrischen Auslösespulen zu einer verlängerten Auslösezeit führen würde.
- Die Auslöseeinheiten der Leistungsschalter sollten möglichst ohne zusätzliche Koppelrelais und Mitnahmelogiken angeschlossen werden. Neben den zusätzlichen Bauteilen, die ein Ausfallrisiko erhöhen, führen alle zusätzlichen Komponenten in einem Auslösekreis zu ungewollten zeitlichen Verzögerungen. Ferner machen Koppelrelais oder ähnliche Zwischenkreise eine Auskreisüberwachung der Schutzgeräte unmöglich.

Grundsätzlich ist es empfehlenswert, dass eine Überprüfung von Frequenzschutzfunktionen für eine UFLA-Anwendung im Zusammenhang mit den Leistungsschaltern geprüft und vermessen wird, um die tatsächliche Fehlerklärungszeit (vgl. Bild 2) zu ermitteln und mit den Vorgabewerten zu vergleichen.

11 Frequenzmessung Stromrichter

11.1 Stromrichter und Frequenzmessung

Mögliche digitale Messverfahren zur Frequenzermittlung werden in Abschnitt 3.2 beschrieben. Viele dieser Verfahren bestimmen dabei nicht die Phasenlage der vorherrschenden Spannung. Stromrichter werden üblicherweise als selbstgeführte leistungselektronische Systeme realisiert. Diese orientieren sich an der vorherrschenden Netzspannung und benötigen dementsprechend die aktuelle Phasenlage dieser Spannung. Daher werden in Stromrichtern vorwiegend Verfahren angewendet, welche zum Zweck der Frequenz- und Phasenlagenermittlung genutzt werden können.

Eine gängige Implementierung von Stromrichterregelungen basiert auf dem dq-Komponentensystem. Dabei wird für die Überführung in das dq-System der Phasenwinkel benötigt. Um diesen zu ermitteln hat sich die Verwendung einer PLL (Phase Locked Loop) etabliert.

11.2 Einfache PLL zur Frequenzermittlung

Mit dem Standard-Phasenregelkreis (PLL) in Bild 67 kann der vorherrschende Phasenwinkel ermittelt werden, welcher wiederum für die Park-Transformation benötigt wird.

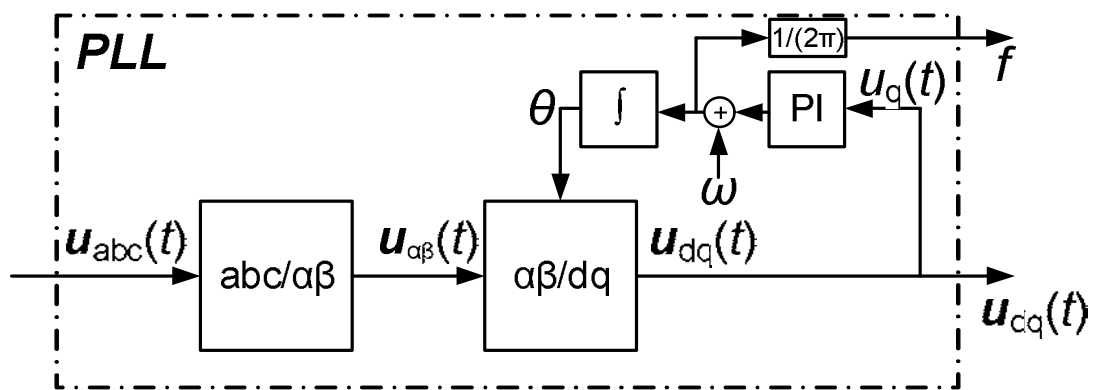


Bild 67 Einfache PLL

In solch einem Phasenregelkreis wird die q-Achsenkomponente der Spannung auf 0 geregelt, um den Spannungszeiger in die reale Achse zu legen. Als weiteres Ergebnis erhält man die vorherrschende Netzfrequenz.

Diese PLL kann eine vorherrschende unsymmetrische Netzspannung nicht ohne relevanten statischen Regelfehler nachführen, da sich ebenfalls das resultierende Gegensystems, siehe Formel (11-5), in der zu regelnden q-Komponente befindet. Dadurch kann solch eine PLL nicht optimal für Stromrichter bei unsymmetrischen Netzspannungen angewendet werden. Ebenfalls wirken sich die aufgezählten Ursachen für Störgrößen aus Abschnitt 3.3 auf diese Frequenzermittlung aus.

11.3 PLL zur Frequenzermittlung bei unsymmetrischer Spannung

Eine unsymmetrische Spannung in einem dreiphasigen Drehstromsystem, wenn man die Verlagerungsspannung außer Acht lässt, kann durch ein Mit- und Gegensystem ausgedrückt werden. Betrachtet man nur die Grundschiwingung, so kann die Spannung als Summe der Mit- und Gegensystemkomponenten beschrieben werden:

$$\mathbf{u}_{abc}(t) = \begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} = U_1 \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} + U_2 \begin{bmatrix} \cos(-\omega t - \varphi_2) \\ \cos(-\omega t - \varphi_2 - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(-\omega t - \varphi_2 + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (11-1)$$

Die tiefgestellte Nummer 1 steht für die Mitsystemkomponente und die tiefgestellte Nummer 2 für die Gegensystemkomponente.

$$\begin{bmatrix} u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} \quad (11-2)$$

Durch eine Clark-Transformation (11-2) der Gleichung (11-1) erhält man (11-3):

$$\mathbf{u}_{\alpha\beta}(t) = \begin{bmatrix} u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} = U_1 \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) \\ \sin(\omega t + \varphi_1) \end{bmatrix} + U_2 \begin{bmatrix} \cos(-\omega t - \varphi_2) \\ \sin(-\omega t - \varphi_2) \end{bmatrix} \quad (11-3)$$

$$\mathbf{u}_{dq}(t) = \begin{bmatrix} u_d(t) \\ u_q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) & \sin(\omega t + \varphi_1) \\ -\sin(\omega t + \varphi_1) & \cos(\omega t + \varphi_1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} \quad (11-4)$$

Durch die Park-Transformation (11-4) der Gleichung (11-3), mit der Annahme $\omega_{PLL} = \omega$, erhält man (11-5):

$$\begin{bmatrix} u_d(t) \\ u_q(t) \end{bmatrix} = U_1 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} + U_2 \begin{bmatrix} \cos(-2\omega t - \varphi_2 - \varphi_1) \\ \sin(-2\omega t - \varphi_2 - \varphi_1) \end{bmatrix} \quad (11-5)$$

Somit wird aus der Netzspannung, nach der Clark- und Park-Transformation, eine Mitsystemkomponente und eine Gegensystemkomponente auf der dq-Achse. Dabei wird die Mitsystemkomponente zu einem Betrag mit U_1 und 0, und die Gegensystemkomponente wird zu einer Schwingung mit doppelter Grundfrequenz ($-2\omega t$). Sofern die Netzspannung symmetrisch ist, verschwindet daher das Gegensystem in dq-Komponenten vollständig.

Damit der Frequenzumrichter in einem unsymmetrischen Netz stabil arbeiten kann, können verschiedenste PLL eingesetzt werden. Eine Möglichkeit ist die Verwendung einer Bandsperre in der PLL, siehe folgender Abschnitt.

PLL mit Bandsperre

Ein Notch-Filter ist eine Bandsperre, dessen Übertragungsfunktion in (11-6) dargestellt ist:

$$G_{\text{notch}}(s) = \frac{s^2 + \omega_c^2}{s^2 + \omega_b s + \omega_c^2} \quad (11-6)$$

wobei ω_c die Grenzfrequenz und ω_b die Bandbreite beschreibt, welche in Bild 68 dargestellt sind.

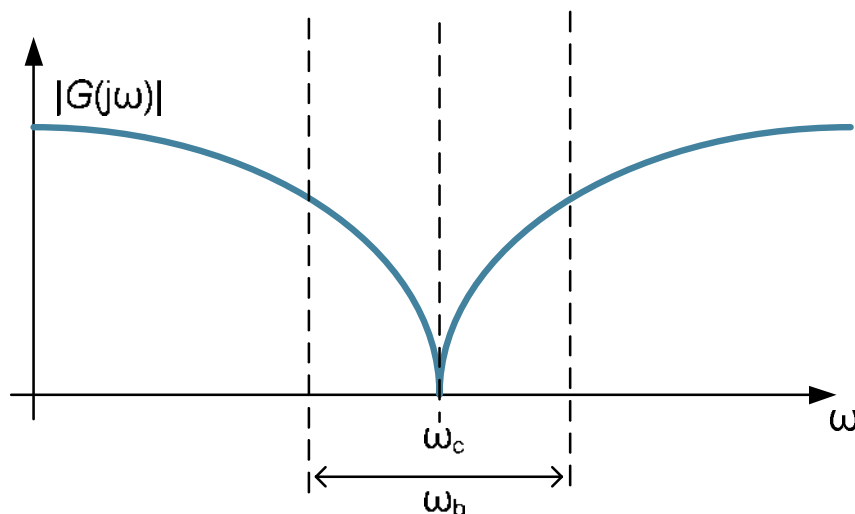


Bild 68 Bode-Diagramm einer Bandsperre (Notch-Filter)

In (11-5) ist die Gegensystemkomponente mit der doppelten Grundfrequenz ($-2\omega t$) eingegangen. Durch die Bandsperre mit ($\omega_c = 2\omega$) wird die doppelte Grundfrequenz herausgefiltert, dies ergibt das resultierende Signal als reine Mitsystemkomponente (11-7).

$$\begin{bmatrix} u_{d\text{-notch}}(t) \\ u_{q\text{-notch}}(t) \end{bmatrix} = U_1 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (11-7)$$

Ein Blockdiagramm eines Phasenregelkreises mit eingesetzter Bandsperre ist in Bild 69 dargestellt.

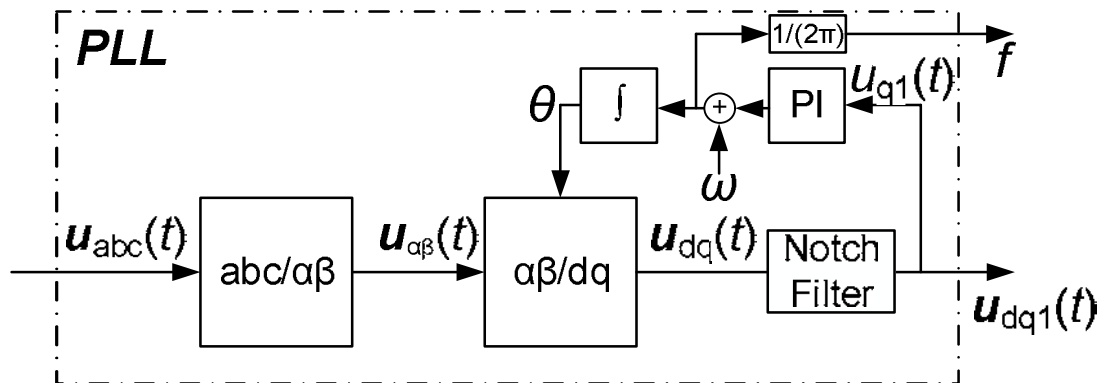


Bild 69 PLL mit Notch-Filter für Mitsystemkomponente

Mit dem Phasenregelkreis aus Bild 69 kann die Mitkomponente der Netzspannung bereits ermittelt und der Wechselrichterstrom auf dieser Grundlage gesteuert werden. Da jedoch die Gegensystemkomponente nicht berücksichtigt wurde, verursacht die Gegensystemkomponente von Spannung und Strom, Schwankungen in der Wirkleistungsabgabe. Dadurch muss auch die Gegensystemkomponente ermittelt werden. Dies führt zu erheblich komplexeren Strukturen der eingesetzten PLL-Regelkreise welche hier nicht weiter erläutert werden.

12 Ausblick

Die Netzfrequenz als ein permanentes Kennzeichen des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch eines gesamten synchronen Netzgebiets ist somit die bedeutendste Messgröße für den Systemschutz, sei es auf der Netzseite, sei es auf der Verbraucher- oder Kraftwerkseite einschließlich Eigenbedarfsanlagen in den Kraftwerken.

Somit wird nochmals auf das Spannungsfeld bezüglich der Aufgabenteilung in einem deregulierten und verteilten Umfeld mehrerer Teilnehmer hingewiesen, um die Betriebssicherheit des gesamten elektrischen Energieversorgungsnetzes sicherstellen zu können. Das nachfolgende Bild 70 veranschaulicht diese Herausforderung.

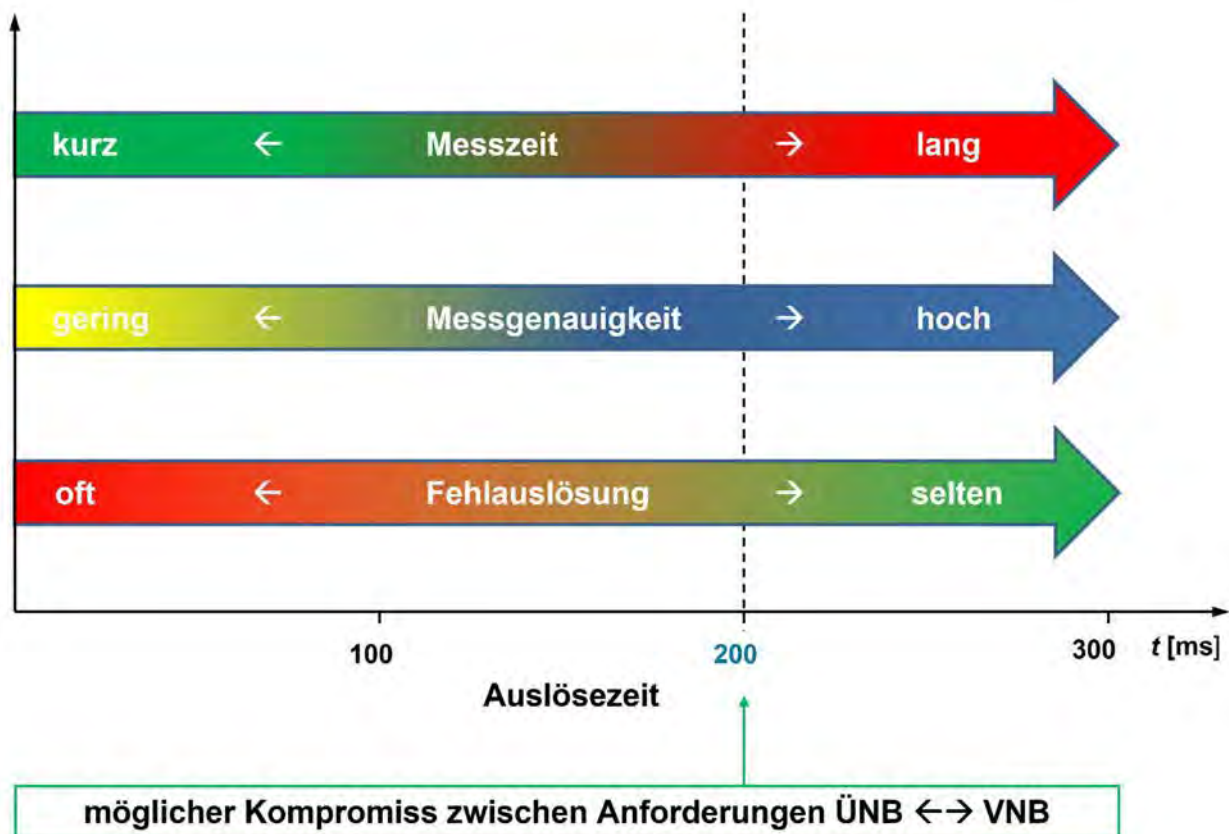


Bild 70 Optimierungsaufgaben bezüglich eines gemeinsamen Systemschutzes in Bezug auf die Verarbeitung der Frequenzmessung

Eine Möglichkeit den aktuellen Systemschutz, der nur auf der Netzfrequenz als Auslösekriterium für UFLA basiert, durch einen Gradientenkriterium der Netzfrequenz ROCOF zu erweitern, ist in Bild 71 dargestellt. Entsprechende Ansätze sind bereits erfolgreich in einigen Netzen weltweit im Einsatz. Dabei werden einzelne Unterfrequenzlastabwurfstufen zusätzlich mit einem Gradientenkriterium verknüpft, um so im Prinzip bei größeren Leistungsungleichgewichten schneller reagieren zu können und dadurch einem kritischen Frequenzabfall rechtzeitig entgegenwirken zu können.

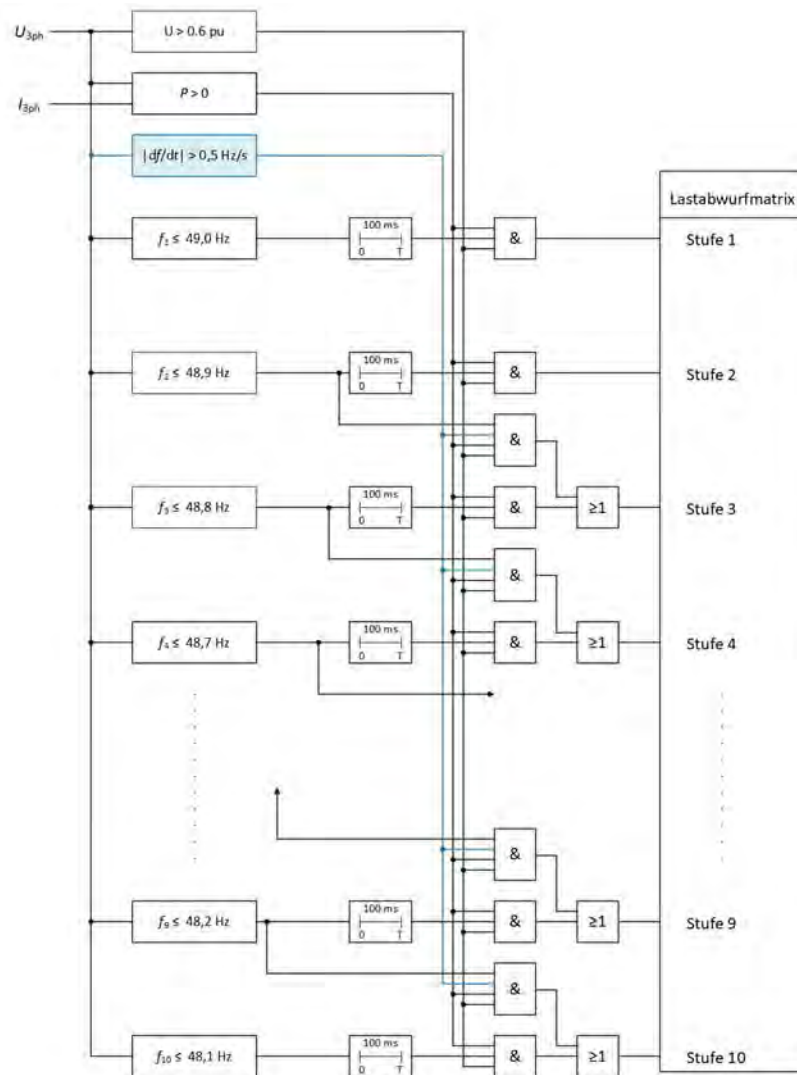


Bild 71 Adaptiver Unterfrequenzlastabwurf (Beschleunigung der $f_{<}$ -Stufe 1)

13 Literaturverzeichnis

- [1] K. P. Kovács und I. Rácz, *Transiente Vorgänge in Wechselstrommaschinen*, Bd. Band 1, Budapest: Verlag der ungarischen Akademie der Wissenschaften, 1959.
- [2] G. Herold, *Elektrische Energieversorgung I*, Weil der Stadt: J. Schlembach Fachverlag, 2005.
- [3] IEC 60255-181, *Measuring relays and protection equipment - Part 181: Functional requirements for frequency protection*, 2019.
- [4] IEC 6100-4-30, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, 2015.
- [5] S. Steger, „Frequenzschutz - Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz, Auswirkung von Netzstörungen auf die Frequenz im Netz,“ in *OMICRON Anwendertagung*, 2018.
- [6] I. Schlatter, „Optimization of the Swiss System Defense Plan,“ Master Thesis, ETH Zürich, Zürich, 2021.
- [7] A. Wood, B. Wollenberg und G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3 Hrsg., John Wiley & Sons, 2014.
- [8] V. Popescu und W. Sattinger, „Gesteuerte Inselbildung von großen Industrieanlagen mit Eigenerzeugung - Praktische Erfahrungen aus der Anwendung von Frequenzkriterien,“ in *VDE Tutorial Schutz- und Leittechnik*, Berlin, 2020.
- [9] VDE-AR-N 4142, *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*, 2020.
- [10] W. Fromm und J. Bertsch, „Simulation für Schutz und Steuerung in Hochspannungsanlagen,“ *Bulletin SEV/VSE*, Nr. 24/25 05, pp. 46-50, 2005.
- [11] W. Fromm, „Frequenzrelais“. Patent EP0311825, 19 04 1989.
- [12] ENTSO-E, „Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015,“ 21. September 2015. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf. [Zugriff am 17. Februar 2022].
- [13] UCTE, „Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy,“ April 2014. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf. [Zugriff am 17. Februar 2022].
- [14] UCTE, „Final Report System Disturbance on 4 November 2006,“ 2007. [Online]. Available: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>. [Zugriff am 17. Februar 2022].
- [15] AEMO, „Preliminary Report - Black System Event in South Australia on 28 September 2016,“ 5. Oktober 2016. [Online]. Available: <https://documents.parliament.qld.gov.au/TableOffice/TabledPapers/2016/5516T1862.pdf>. [Zugriff am 17. Februar 2022].
- [16] ENTSO-E, „Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 Juli 2021 - Technical Report,“ 12. November 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_210724_211112.pdf. [Zugriff am 17. Februar 2022].
- [17] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, „TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Berlin, 2007.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
E-Mail: fnn@vde.com
Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau, Schweiz
Tel. +41 62 825 25 25
E-Mail: info@strom.ch
Internet: <http://www.strom.ch>

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3
1040 Wien, Österreich
Tel. +43 1 50198 0
E-Mail: info@oesterreichsenergie.at
Internet: <http://www.oesterreichsenergie.at>