Vergleichskriterien zur objektiven Bewertung von Inselnetzdetektionsverfahren im Verteilnetz

Sebastian Palm*, Peter Schegner

TU Dresden, Mommsenstr. 10, 01062 Dresden, Deutschland, +49 351 463-33094, sebastian.palm@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/ev

Kurzfassung: Die zunehmende Dezentralisierung der elektrischen Energieerzeugung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) führt im verstärkten Maße zum Phänomen der ungewollten Inselnetze. Es handelt sich dabei um Teilnetze, die nach einer Trennung vom vorgelagerten Netz nicht spannungslos werden und deren Leistungsbilanz ungewollt durch DEA aufrechterhalten wird. Zur Abschaltung solcher Teilnetze wurden zahlreiche verschiedene Inselnetz-Detektionsverfahren entwickelt. In dieser Veröffentlichung werden die wichtigsten Detektionsverfahren vorgestellt und unter Anwendung realitätsnaher Modelle von DEA und verschiedener Modelle elektrischer Lasten miteinander verglichen. Dazu werden neue, allgemeingültige Vergleichskriterien eingeführt, die insbesondere die Wirksamkeit und Detektionsgeschwindigkeit objektiv bewerten.

<u>Keywords:</u> Ungewollte Inselnetze, Inselnetzdetektion, Lastmodellierung, Nichtdetektierbare Zone

1 Einleitung

Der Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in den letzten Jahren übertraf in Deutschland alle Erwartungen und führte dazu, dass ein erheblicher Anteil der erzeugten Elektroenergie (33.9 % in 2016 [1]) inzwischen aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Diese zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung stellt sowohl an die Belastbarkeit des elektrischen Netzes als auch an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen hohe Anforderungen. Zusätzlich entstanden auch andere, bislang nur wenig berücksichtigte Phänomene im Verteilungsnetz, die bei einer zentralen Energieversorgung nicht eintreten können. Ein wesentliches Phänomen ist dabei die Bildung ungewollter elektrischer Inselnetze [2], [3]. Der Begriff Inselnetz beschreibt den Systemzustand, in dem ein Teilnetz des elektrischen Versorgungssystems von allen vorgelagerten Netzen getrennt ist, aber ein elektrisches Leistungsgleichgewicht aufweist und dadurch nicht spannungslos wird. Die Trennung vom vorgelagerten Netz kann dabei beispielsweise durch Auslösung von Schutzgeräten (Kurzschlussschutz u.ä.), im Rahmen einer automatischen Frequenzentlastung oder durch Schalthandlungen des Betriebspersonals erfolgen. Ein Inselnetz, welches als Folge einer mit dem Ziel der Herstellung des spannungslosen Zustands durchgeführten Schalthandlung entsteht, wird ungewolltes Inselnetz genannt. Ungewollte Inselnetze führen zu zahlreichen Problemen, unter anderem:

- Spannungsfreiheit nach einer Freischaltung ist nicht gewährleistet
- Spannung und Frequenz sind nicht von Netzbetreiber kontrollier- und beeinflussbar

- Erfolgswahrscheinlichkeit der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) wird verringert
- Asynchrones Wiederzuschalten eines bestehenden Inselnetzes kann zu Schäden an Betriebsmitteln führen
- Einhaltung der Schritt- und Berührungsspannung nicht gewährleistet
- Verringerung der Versorgungsqualität, durch z.B. Auftreten von Resonanzen oder Verringerung der Kurzschlussleistung

Um ungewollte Inselnetze detektieren und die beteiligten DEA abschalten zu können, wurden zahlreiche Detektionsverfahren (IDV) entwickelt und manche davon werden bereits im Netz eingesetzt [4], [5]. Allen gemeinsam ist jedoch, dass die Wirksamkeit nicht für alle Netzsituationen und Einflussfaktoren gegeben ist. Standardmäßige Tests und Untersuchungen gehen zumeist von einer RLC-Parallelschaltung für die Nachbildung der Belastung im Inselnetz aus. Diese Art der Modellierung wurde aufgrund ihres Schwingkreisverhaltens als worst-case-Anforderung für die Prüfung von Detektionsverfahren angenommen [6]-[10]. Im elektrischen Verteilungsnetz ist dieser Fall jedoch sehr selten, da die elektrische Last ein gänzlich anderes Verhalten aufweist. Das reale Lastverhalten wurde in verschiedenen Studien sowohl für einzelne elektrische Geräte [11], [12], als auch für komplette Teilnetze ermittelt [13], [14]. Zur Abbildung des elektrischen Lastverhaltens wurden unterschiedliche Lastmodelle entwickelt [15]. In dieser Veröffentlichung wird eine Auswahl von Detektionsverfahren zur Inselnetzerkennung daher nicht nur mit einer RLC-Parallelschaltung als elektrische Last, sondern auch für reale Lastmodelle untersucht. Zusätzlich werden Einflüsse der Anlagenregelung, wie die geforderte frequenzabhängige Wirkleistungsreduzierung [16], [17] bei Überschreitung von 50,2 Hz im UCTE-Netz, berücksichtigt, die in bisherigen Untersuchungen oftmals vernachlässigt wurden.

2 Simulationsumgebung

2.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen

Es wurden zwei unterschiedliche Arten von DEA in den Untersuchungen berücksichtigt. Der wesentliche Teil der Erzeugungsleistungen wird dabei in allen Simulationen durch Anlagen, die ihre Leistung über Wechselrichter in das Netz einspeisen, zur Verfügung gestellt.

2.1.1 Einspeisung über Wechselrichter

DEA, die über Wechselrichter an das elektrische Netz angeschlossen sind, weisen in der Regel keine netzführenden Funktionen auf und regeln weder Spannung noch Frequenz am Anschlusspunkt aus. Stattdessen wird versucht eine möglichst hohe finanzielle Vergütung zu erzielen, indem die, je nach Verfügbarkeit der Primärenergiequelle, maximal mögliche Wirkleistung P_{ref} abgegeben wird. Abhängig von den geltenden Anschlussrichtlinien und den Vorgaben des Netzbetreibers müssen viele Anlagen zusätzlich Blindleistung für die statische Spannungsstützung zur Verfügung stellen. Diese kann sowohl als fester absoluter Wert, als auch in Form von Kennlinien abgefordert werden [16], [17]. Für die folgenden Untersuchungen wird der Blindleistungssollwert Q_{ref} der DEA als konstant angenommen. Im betrachteten Zeitraum der Übergangsvorgänge (5 s) ist mit keiner erheblichen Änderung des Sollwertes zu rechnen,

da die Vorgaben der statischen Spannungsstützung in der Regel eine langsame Änderung vorsehen, um Instabilitäten zu vermeiden.

Die heutige Wechselrichter-Technologie basiert im Wesentlichen auf der Nutzung von IGBTs, mit denen eine Pulsweitenmodulation (PWM) durchgeführt werden kann [18]. Dies ermöglicht große Freiheitsgrade beim Betrieb der Anlagen und lässt die Anpassung an die unterschiedlichen Anschlussbestimmungen und Anwendungsbereiche zu. Die grundlegende Regelung, die in dieser Untersuchung genutzt wurde, ist in Bild 1 für bezogene Größen in p.u. dargestellt. Die Regelung erfolgt wie in der Praxis üblich in dq-Komponenten. Die Ansteuerung der PWM erfolgt mit den Modulationssignalen $m_{\rm d}$ und $m_{\rm q}$. Das Modell wird im Folgenden mit G_WR abgekürzt.

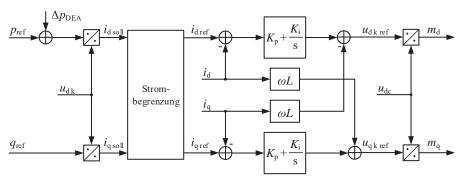


Bild 1: Regelung des Wechselrichters

2.1.2 Einspeisung über Asynchrongenerator

Die Regelung der Asynchrongeneratoren (G_ASG) wurde für die Untersuchungen vergleichsweise einfach gehalten. Die im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen weisen keine netzführenden Eigenschaften auf und regeln damit weder Spannung noch Frequenz. Vielmehr arbeiten die Anlagen nach einem extern generierten Fahrplan und speisen die geforderte Wirkleistung, welche durch die Turbine bereitgestellt wird, abzüglich der internen Verluste, ein. Der Blindleistungsbedarf der Anlagen wird entweder durch lokale Kompensationsanlagen oder durch das elektrische Netz gedeckt.

2.1.3 Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion

Wenn die Frequenz im Verbundnetz ansteigt ist dies in der Regel ein Hinweis auf einen Leistungsüberschuss. In den aktuellen technischen Anschlussbestimmungen [16], [17] wird daher eine Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung ab 50,2 Hz gefordert. Dieses Verhalten wird mit Gl. (1) beschrieben und bewirkt eine Verringerung der Leistung um 40 %/Hz. Die Reduzierung bezieht sich dabei auf die Momentanleistung $P_{\rm M}$ zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz. Der Sollwert $P_{\rm ref}$ wird damit um $\Delta P_{\rm DEA}$ angepasst, wie auch in Bild 1 deutlich gemacht wird.

$$\Delta P_{\text{DEA}} = \begin{cases} 0 & f \le 50,2 \text{ Hz} \\ 20 \cdot P_{\text{M}} \cdot \frac{50,2 - f/\text{Hz}}{50} & f > 50,2 \text{ Hz} \end{cases}$$
 (1)

2.1.4 Entkupplungsschutz

Jede Anlage verfügt den technischen Richtlinien in Deutschland entsprechend über einen Entkupplungsschutz [16], [17]. Dieser hat die Aufgabe die DEA bei Verletzungen von Spannungsoder Frequenzgrenzwerten vom Netz zu trennen. Unter der Annahme, dass die untersuchten DEA im Mittelspannungsverteilnetz angeschlossen sind, können die Grenzwerte und Verzögerungszeiten in Tabelle 1 angenommen werden. Es ist dabei zu erkennen, dass die Abschaltzeiten im Fall einer Unterspannung durch den geforderten fault ride through (FRT) vergleichsweise groß sind.

Tabelle 1: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz

| Schutz | Einstellwert | t in ms |
|--------|----------------------------|---------|
| f> | 51,5 Hz | 40 |
| f< | 47,5 Hz | 40 |
| U> | 1,15 <i>U</i> r | 40 |
| U< | 0,80 <i>U</i> r | 1500 |
| U<< | 0,45 <i>U</i> _r | 300 |

2.2 Elektrische Lasten

In dieser Untersuchung wurden drei verschiedene Typen elektrischer Lasten (EL) verwendet, um den Einfluss der elektrischen Verbraucher auf die Inselnetzbildung zu verdeutlichen.

2.2.1 Lastmodell L_RLC

Das Modell L_RLC wird in den meisten Untersuchungen und Standardtests zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von IDV genutzt [6–10]. Die Blindleistungen Q_L und Q_C können sich dabei selbstständig kompensieren, ohne dass ein Beitrag der DEA oder aus dem vorgelagerten Netz erforderlich ist. Für die Aufrechterhaltung des Inselnetzbetriebs ist daher nur eine Wirkleistungseinspeisung durch die DEA erforderlich.

2.2.2 Lastmodell L RL

Das in der Regel eher ohmsch-induktiv geprägte Verteilungsnetz wird bei der Konfiguration L_RL durch einen Widerstand und eine Induktivität vereinfacht nachgebildet. Diese Last ist nicht in der Lage blindleistungskompensiert ausgelegt zu werden, sodass stets ein Blindleistungsbeitrag der DEA oder des vorgelagerten Netzes benötigt wird.

2.2.3 Lastmodell L_REA

Die dritte Lastkonfiguration L_REA verwendet die in [13] entwickelten Lastmodelle, deren spannungs- und frequenzabhängiges Wirk- und Blindleistungsverhalten durch die Gln. (2) und (3) beschrieben wird. Es handelt sich dabei um eine Nachbildung realer Niederspannungs-Ortsnetze, die mit umfangreichen Messungen ermittelt wurde.

$$P_{\text{LM}}(P_0, U, f) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{k_{pu}} \cdot \left(1 + k_{pf} \cdot \left(\frac{f - f_0}{f_0}\right)\right)$$

$$\tag{2}$$

$$Q_{LM}(Q_0, P_0, U, f) = Q_0 + \underbrace{P_0 \cdot \left(k_{qu} \cdot \left(\frac{U - U_0}{U_0}\right) + k_{qf} \cdot \left(\frac{f - f_0}{f_0}\right)\right)}_{\Delta Q(U, f)} \tag{3}$$

Die aus der gleichen Literatur entnommenen Modellparater sind in Tabelle 2 aufgeführt. In GI. (3) weist nur die Änderung der Blindleistung eine Abhängigkeit von U und f auf. Dadurch kann bei dieser Lastkonfiguration durch Wahl des Parameters Q_0 sowohl eine kompensierte $(Q_0 = 0)$ als auch induktive $(Q_0 > 0)$ oder kapazitive $(Q_0 < 0)$ Last für den Fall $(U, f) = (U_0, f_0)$

modelliert werden. Wie im realen Netz kann dadurch die Charakteristik der Last (induktiv, kapazitiv oder kompensiert) bei Spannungs- oder Frequenzänderungen wechseln.

Tabelle 2: Lastmodellparameter

| K pu | K pf | K qu | K qf |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1,46 | 0,10 | 0,91 | -1,35 |

3 Inselnetzdetektionsverfahren

Im Entkupplungsschutz wurden unterschiedliche Detektionsverfahren implementiert. Passive IDV nehmen dabei keinen Einfluss auf das Netz und beurteilen die Unterscheidung zwischen Verbundbetrieb und Inselnetzbetrieb ausschließlich über die Auswertung von Messgrößen. Als Beispiel für passive IDV werden in diesem Beitrag zwei Verfahren untersucht:

- Spannungs- und Frequenzschutz (D_UFS)
 Entspricht den geforderten Spannungs- und Frequenzgrenzen des Entkupplungsschutzes, die in Abschnitt 2.1.4 vorgestellt wurden
- Phasensprung-Detektion (D_PSD)
 Interpretation einer plötzlichen Änderung der Phasenlage des Spannungszeigers als Anzeichen für eine Inselnetzbildung [19], [20]

Aktive IDV hingegen basieren darauf, Spannung und Frequenz im Inselnetz so stark zu beeinflussen, dass die Spannungs- oder Frequenzgrenzen des Entkupplungsschutzes oder zusätzliche Grenzwerte verletzt werden und damit eine Trennung der DEA vom Netz ausgelöst wird. Es gibt zahlreiche aktive Verfahren, darunter:

• Frequenz-Shift (D_FS)

Gezielte Variation der Frequenz des durch die DEA eingespeisten Stromes mit dem Ziel die Frequenz in einer ungewollten Insel abdriften zu lassen [4], [21]

• Phasen-Shift (D PS)

Ähnlich dem Frequenz-Shift, stattdessen aber Variation des Phasenwinkels des einzuspeisenden Stromes der DEA [4], [22]

• **Q**(f)-Regelung (D_QFR)

Veränderung der eingespeisten Blindleistung in Abhängigkeit der Frequenz, womit die Blindleistungsbilanz in einem ungewollten Inselnetz gestört werden soll [23]

- Modulation von cos φ /sin φ
 Aufmodulation eines zusätzlichen Cosinus- oder Sinusanteils auf den Referenzwinkel der DEA und Auswertung der resultierenden Spannung an der Anschlussklemme [24]
- Zuschaltung einer Impedanz (D_ZI)
 Verzögerte Zuschaltung einer Impedanz nach dem Öffnen des Schalters zum vorgelagerten Netz um eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Inselnetz zu stören [25]
- Kurzschluss nach Netztrennung (D KS)
- Nutzung von Kommunikationstechnik (D KK)

Die Verfahren D_KS und D_KK werden in diesem Beitrag nicht näher untersucht. Die grundlegende Wirksamkeit ist, sofern kein Kommunikationsausfall auftritt, bei beiden Verfahren sehr gut. Kommunikationsbasierte IDV weisen jedoch sehr hohe Investitions- und Betriebskosten auf, während das Einschalten eines beabsichtigten Kurzschlusses nach einer Trennung vom vorgelagerten Netz eine große Belastung für DEA und andere Betriebsmittel bedeutet, da

diese in der Lage sein müssen bei jeder Trennung vom vorgelagerten Netz kurzzeitig auf einen Kurzschluss zu speisen.

4 Untersuchte Szenarien und Bewertungskriterien

Für verschiedene Erzeuger- und Lastkombinationen (siehe Bild 2) werden Simulationen zur ungewollten Inselnetzbildung durchgeführt. Als DEA wird sowohl eine Variante mit reiner Einspeisung über Wechselrichter (G_WR) als auch eine Mischung von Wechselrichtereinspeisung und ASG verwendet (G_WRA). Es ergeben sich die sechs Kombinationsmöglichkeiten in Tabelle 3.

| Tabelle 3 : Untersuchte Erzeuger- und Lastkombination | nen |
|--|-----|
|--|-----|

| Kombinationen | | EL-Modell | | |
|---------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|
| | | L_RLC | L_RL | L_REA |
| DEA-Modell | G_WR | K_WR_RLC | K_WR_RL | K_WR_REA |
| | G_WR + G_ASG (G_WRA) | K_WRA_RLC | K_WRA_RL | K_WRA_REA |

In den Szenarien werden nicht nur die perfekt ausgeglichenen Fälle mit $\Delta P \approx 0$ und $\Delta Q \approx 0$, sondern auch größere Wirkleistungs- und Blindleistungsdifferenzen zwischen DEA und EL berücksichtigt. Zum Zeitpunkt t=0 s wird die Verbindung zum vorgelagerten Netz geöffnet. Fälle, in denen eine elektrische Insel nicht innerhalb von 5 s beendet werden kann, werden der nichtdetektierbaren Zone (NDZ) zugeordnet. Diese ist schematisch in Bild 3 dargestellt.

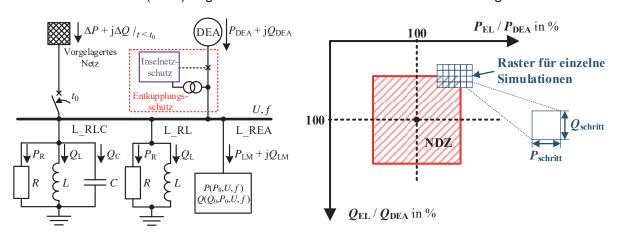


Bild 2: Vereinfachte Schaltung mit verschiedenen DEA- und EL-Modellen an einer gemeinsamen Sammelschiene

Bild 3: Schema einer nichtdetektierbaren Zone (NDZ) mit einem beispielhaften Raster für einzelne Simulationen

Um nun verschiedene IDV miteinander vergleichen zu können, werden belastbare und allgemeingültige Vergleichskriterien benötigt. Dazu werden für jedes Verfahren zwei neue Parameter aus den Ergebnissen der Simulation bestimmt.

Der erste Parameter A_{NDZ} beschreibt die Größe der NDZ in den untersuchten Fällen. Der Parameter ergibt sich mit Gl. (4). Für jede DEA- bzw. EL-Kombination i aus Tabelle 3 wird die Anzahl an nichtdetektierten Simulationsfällen mit N_{NDZ} zusammengezählt. Die Gesamtfläche der NDZ A_{NDZ} wird durch Multiplikation von N_{NDZ} mit den Simulationsschrittweiten für Wirk- und Blindleistung (siehe Raster in Bild 3) ermittelt.

Um direkt die Verbesserung einschätzen zu können, die durch ein IDV erzielt wird, kann der Parameter size of NDZ (kurz SI_{NDZ}) nach GI. (5) genutzt werden. Hierbei wird A_{NDZ} auf den

Referenzwert beim Standardverfahren des Entkupplungsschutzes (D_UFS) bezogen. Dementsprechend weist D_UFS den Wert SI_{NDZ} = 1,0 auf und zusätzliche IDV müssen diesen Wert möglichst stark reduzieren.

$$A_{\text{NDZ IDV}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} N_{\text{NDZ }i} \cdot P_{\text{schritt}} \cdot Q_{\text{schritt}}$$
 (4)

$$SI_{\rm NDZ} = \frac{A_{\rm NDZ\,IDV}}{A_{\rm NDZ\,ref}} \tag{5}$$

Der zweite Parameter ist die durchschnittliche Detektionszeit t_D , die ein Maß dafür ist, wie schnell erfolgreiche Detektionen erfolgten. Dafür wird die Summenverteilung aller Inselnetz-Abschaltungen F(t) in den sechs untersuchten Szenarien innerhalb der geforderten 5 s benötigt, wie in Bild 4 dargestellt ist. Mit F(t) kann der zweite Parameter über Gl. (6) als Zeitfläche der noch nicht erfolgten Detektionen berechnet werden. Diese Zeitfläche ist in Bild 4 beispielhaft für das Verfahren D_UFS mit orange markiert. Auch für diesen Parameter kann eine Normierung auf die Referenzzeit t_D ref bei D_UFS nach Gl. (7) erfolgen und es ergibt sich TI_{NDZ} . Zusätzliche IDV müssen den Parameter SI_{NDZ} und bestenfalls auch TI_{NDZ} verringern.

$$t_{\text{D IDV}} = \frac{\int_0^{5\,s} F(5\,s) - F(t)\,\mathrm{d}t}{F(5\,s)} \tag{6}$$

$$TI_{\rm NDZ} = \frac{t_{\rm D\,IDV}}{t_{\rm D\,ref}} \tag{7}$$

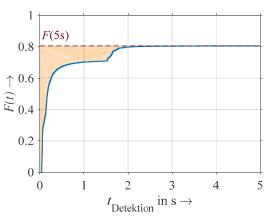


Bild 4: Summenverteilung der Detektionszeiten bei D_UFS

5 Simulationsergebnisse

Die grundlegende Beeinflussung der NDZ durch die untersuchten IDV kann aus den in Bild 5 dargestellten NDZ beispielhaft für den Fall der Einspeisung über Wechselrichter und L_REA interpretiert werden. Die Verfahren D_FS, D_PS und D_QFR in Bild 5b-d, bei denen prinzipiell auf unterschiedliche Weise der Winkel des eingespeisten Stromes verschoben wird, reduzieren die NDZ im Vergleich zu D_UFS in Bild 5a erheblich. Es zeigt sich bereits, dass mit D_QFR für diese Kombination alle Fälle detektiert werden konnten, während bei D_FS die meisten nichtdetektierten Inselnetze bestehen bleiben. Mit D_MPH in Bild 5e können für diese Einspeiser- und Lastkombination fast alle Fälle detektiert werden. Es gibt jedoch einige Situation mit $Q_L > Q_{DEA}$, in denen die Modulation der eingespeisten Spannung nicht zu einer erfolgreichen Detektion führt. Mit D_ZI können, wie in Bild 5f dargestellt, mehr Fälle als mit D_UFS detektiert

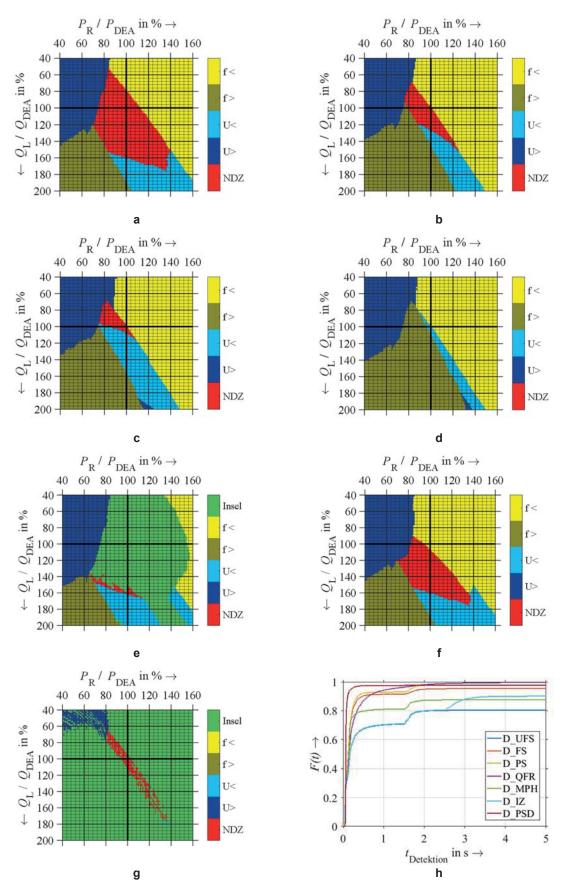


Bild 5: Nichtdektierbare Zonen der unterschiedlichen IDV für die Kombination K_WR_REA; a D_UFS; b D_FS; c D_PS; d D_QFR; e D_MPH; f D_ZI; g D_PSD; h Summenverteilung für alle IDV

werden. Allerdings verbleiben auch mit einer relativ großen zugeschalteten Impedanz noch viele ungewollte Inselnetze nichtdetektiert. Ein positiver Effekt von D_ZI ist jedoch, dass der Fall mit hundertprozentig ausgeglichenen Wirk- und Blindleistungsbilanzen erfolgreich detektiert werden kann, was vielen anderen Verfahren nicht gelingt. In Bild 5g ist zu erkennen, dass mit D_PSD viele Fälle zuverlässig detektiert werden konnten. Der große Vorteil von P_SD liegt dabei in der Geschwindigkeit der Detektion.

In Bild 5h sind für alle angewandten IDV die gemittelten Summenverteilungen der Inselnetzabschaltungen dargestellt. Zusätzlich zur Wirksamkeit der IDV nach 5 s können darin bereits die unterschiedlichen Detektionszeiten verglichen werden. Das Verfahren D_PSD tritt dabei als schnellste Variante deutlich hervor, während D_ZI erwartungsgemäß am langsamsten reagiert. Die verzögerte Abschaltung nach 1,5 s durch die Anforderungen des FRT im Falle von Unterspannungen ist insbesondere bei D_UFS sehr gut zu erkennen.

Die sich für alle Untersuchungsszenarien ergebenden Bewertungsparameter der untersuchten IDV sind in Tabelle 4 eingetragen. Zusätzlich wurde in Tabelle 4 die Länge einer äquivalenten quadratischen NDZ $L_{\rm NDZ}$ als Wurzel aus der Fläche $A_{\rm NDZ}$ angegeben. Diese eignet sich aber weniger für den Vergleich der Verfahren, da der Zusammenhang zur Wirksamkeit der Detektion mit $L_{\rm NDZ}$ nicht mehr linear ist. Die Referenzparameter mit D_UFS und ohne zusätzliche IDV sind damit $A_{\rm NDZ}$ = 3818 $\%^2$ und $t_{\rm D}$ = 352 ms. Alle zusätzlichen Detektionsverfahren sind in der Lage die NDZ in gewissem Maße zu reduzieren. Die Detektionszeit $t_{\rm D}$ kann ebenfalls mit vielen Verfahren reduziert werden. Eine Ausnahme bildet hierbei D_ZI. Dieses Verfahren verringert zwar die NDZ, die Abschaltung der Inselnetze erfolgt jedoch in vielen Fällen verzögert, da die Impedanz in der Untersuchung erst nach 2,5 s zugeschaltet wurde. Eine schnellere Zuschaltung könnte jedoch ungewollt bereits unausgeglichene Leistungsbilanzen mit Auslösung durch das Unterspannungskriterium stabilisieren und ist damit nicht sinnvoll.

NDZ Fläche Durchschnittliche Detektionszeit Detektionsverfahren A_{NDZ} in %² SI_{NDZ} Rang L_{NDZ} in % t_D in ms **TI_{NDZ}** Rang D UFS 3818 352 1,00 61,8 1,00 6 D_FS 2 971 31,2 0,25 4 202 0,57 D PS 450 21,2 0,12 3 217 0,62 3 0,02 278 5 D_QFR 75 0,79 8,7 1 D_MPH 2537 50,4 0,66 6 244 0,69 4

5

2

604

85

7

1,72

0,24

0,52

0,11

44,7

20,1

D ZI

D_PSD

1994

404

Tabelle 4: Bewertungskriterien der untersuchten Detektionsverfahren

Anhand der Parameter *SI*_{NDZ} und *TI*_{NDZ} in Tabelle 4 wurde den IDV eine Platzierung zugewiesen. Es zeigt sich, dass die NDZ mit dem Verfahren D_QFR am wirksamsten reduziert werden kann. Es gibt lediglich wenige sehr ausgeglichene Inselnetzfälle bei einer gemischten Einspeisung aus ASG und Wechselrichter, die nicht mit dieser Methode abgeschaltet werden können. Mit dem Verfahren des Phasensprungs D_PSD kann die Detektionszeit am effektivsten verringert werden. Auch die NDZ ist für dieses Verfahren sehr klein. Es ist jedoch zu beachten, dass Zu- oder Abschaltungen großer Lasten in der Nähe einer DEA ebenfalls zu Sprüngen des Spannungszeigers führen können, die mit D_PSD zu einer Trennung der DEA führen könnten. Dieses Verfahren sollte daher nicht ohne weitere Bedingungen sofort zur Abschaltung führen. Eine Möglichkeit wäre hierbei die Nutzung eines detektierten Phasensprungs als Freigabesignal für engere Frequenzgrenzen des Entkupplungsschutzes.

6 Zusammenfassung

Die Detektion von ungewollten Inselnetzen ist eine große Herausforderung im Verteilungsnetz. Um diese Aufgabe zu erfüllen wurden zahlreiche IDV entwickelt und propagiert. Es wurde ein neues Bewertungsverfahren entwickelt, mit dem es möglich ist, die Wirksamkeit und Geschwindigkeit verschiedenster IDV objektiv und unter identischen Bedingungen zu vergleichen. Dafür wurden zwei neue Parameter SI_{NDZ} und TI_{NDZ} eingeführt, die ein Maß für die Größe der NDZ und die Geschwindigkeit der Detektion darstellen.

Es wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt um die Wirksamkeit verschiedener IDV zu untersuchen. Es zeigte sich, dass viele IDV erhebliche Verbesserungen des Verhaltens im Falle von ungewollten Inselnetzbildungen bewirken. Die Geschwindigkeit und Zuverlässigkeit der Detektion wurde in vielen Situationen erhöht. Allerdings gibt es für fast alle IDV bestimmte Last- und Erzeugerkombinationen, die dazu führen, dass eine Detektion unmöglich wird. Es zeigte sich ebenfalls, dass die in bisherigen Untersuchungen oftmals als worst-case angenommene RLC-Parallelschaltung in keiner Situation tatsächlich die kritischste Last war. Aufgrund der geforderten Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz, die sich bei L_RLC eher positiv auf die Detektion von ungewollten Inselnetzen auswirkt, sind die Fälle L_RL und L_REA wesentlich kritischer. Es muss daher festgestellt werden, dass die bisherigen Prüfverfahren nicht die worst-case Bedingungen für die ungewollte Inselnetzbildung abbilden.

In zukünftigen Untersuchungen muss berücksichtigt werden, dass auch gewollte Inselnetze, beispielsweise Microgrids, zu einer möglichen, wenn auch oftmals kurzzeitigen, Betriebsweise des elektrischen Verteilungsnetzes werden können. In solchen Fällen wären DEA mit IDV, die aktiv Inselnetze destabilisieren, kontraproduktiv. Die Festlegung und Umsetzung von geeigneten IDV muss daher bereits frühzeitig und vorausschauend erfolgen.

7 Literatur

- [1] "Stromerzeugung in Deutschland in 2016," *Fraunhofer ISE*, 2017. [Online]. Available: https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2016.
- [2] C. Li, J. Savulak, and R. Reinmuller, "Unintentional islanding of distributed generation Operating experiences from naturally occurred events," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 1, pp. 269–274, 2014.
- [3] F. J. Pazos, "Operational Experience and Field Tests on Islanding Events caused by Large Photovoltaic Plants," in *International Conference on Electricity Distribution*, 2011, no. 184, pp. 1–4.
- [4] W. Bower and M. Ropp, "Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility- interactive power systems," 2002.
- [5] Econnect, "Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection," 2001.
- [6] J. Bruschi, B. Raison, Y. Besanger, F. Cadoux, and S. Grenard, "Impact of new European Grid Codes Requirements on Anti-Islanding Protections: A Case Study," in *International Conference on Electricity Distribution CIRED 2015*, 2015.
- [7] Y. Fan and C. Li, "Analysis on non-detection zone of the islanding detection in photovoltaic grid-connected power system," in *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011, pp. 275–279.
- [8] J. C. M. Vieira, W. Freitas, and a. Morelato, "An Investigation on the Nondetection Zones of Synchronous Distributed Generation Anti-Islanding Protection," *IEEE Trans.*

- Power Deliv., vol. 23, no. 2, pp. 593-600, Apr. 2008.
- [9] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "Impact of DG Interface Control on Islanding Detection and Nondetection Zones," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 3, pp. 1515–1523, Jul. 2006.
- [10] M. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. Kern, R. Bonn, and S. Gonzalez, "Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 15, no. 3, pp. 290–296, 2000.
- [11] S. Palm and P. Schegner, "Static and transient load models taking account voltage and frequency dependence," in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016, no. 1, pp. 1–7.
- [12] F. Puyleart and S. Yang, "Load component database of household appliances and small office equipment," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2008, pp. 1–5.
- [13] S. Palm, P. Schegner, and T. Schnelle, "Measurement and Modeling of Voltage and Frequency Dependences of Low-Voltage Loads," in *IEEE PES General Meeting*, 2017, pp. 1–5.
- [14] D. P. Stojanović, L. M. Korunović, and J. V. Milanović, "Dynamic load modelling based on measurements in medium voltage distribution network," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 2, pp. 228–238, 2008.
- [15] W. W. Price *et al.*, "Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 523–538, 1995.
- [16] VDE, "VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz." Berlin, 2011.
- [17] BDEW, "Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz." Berlin, 2008.
- [18] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2010.
- [19] M. Begovic, M. Ropp, A. Rohatgi, and A. Pregelj, "Determining the sufficiency of standard protective prevention in grid-connected PV systems," *Univ. Cent. Excell. Photovoltaics Conf. Pap.*, pp. 2519–2524, Nov. 1998.
- [20] P. Pena, A. Etxegarai, L. Valverde, I. Zamora, and R. Cimadevilla, "Synchrophasor-Based Anti-Islanding Detection," in *PowerTech*, 2013, pp. 1–6.
- [21] X. Wang, W. Freitas, W. Xu, and V. Dinavahi, "Impact of DG interface controls on the Sandia frequency shift antiislanding method," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 3, pp. 792–794, 2007.
- [22] G. Lloyd, S. Hosseini, C. An, M. Chamberlain, A. Dysko, and F. Malone, "Experience with accumulated phase angle drift measurement for islanding detection," in *International Conference on Electricity Distribution*, 2013, no. 243, pp. 10–13.
- [23] F. De Mango, M. Liserre, and A. D. Aquila, "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods," in *2th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006, pp. 1884–1889.
- [24] M. Ciobotaru, V. G. Agelidis, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Accurate and Less-Disturbing Active Antiislanding Method Based on PLL for Grid-Connected Converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 6, pp. 1576–1584, Jun. 2010.
- [25] D. Bejmert and T. S. Sidhu, "Investigation into islanding detection with capacitor insertion-based method," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 6, pp. 2485–2492, 2014.