

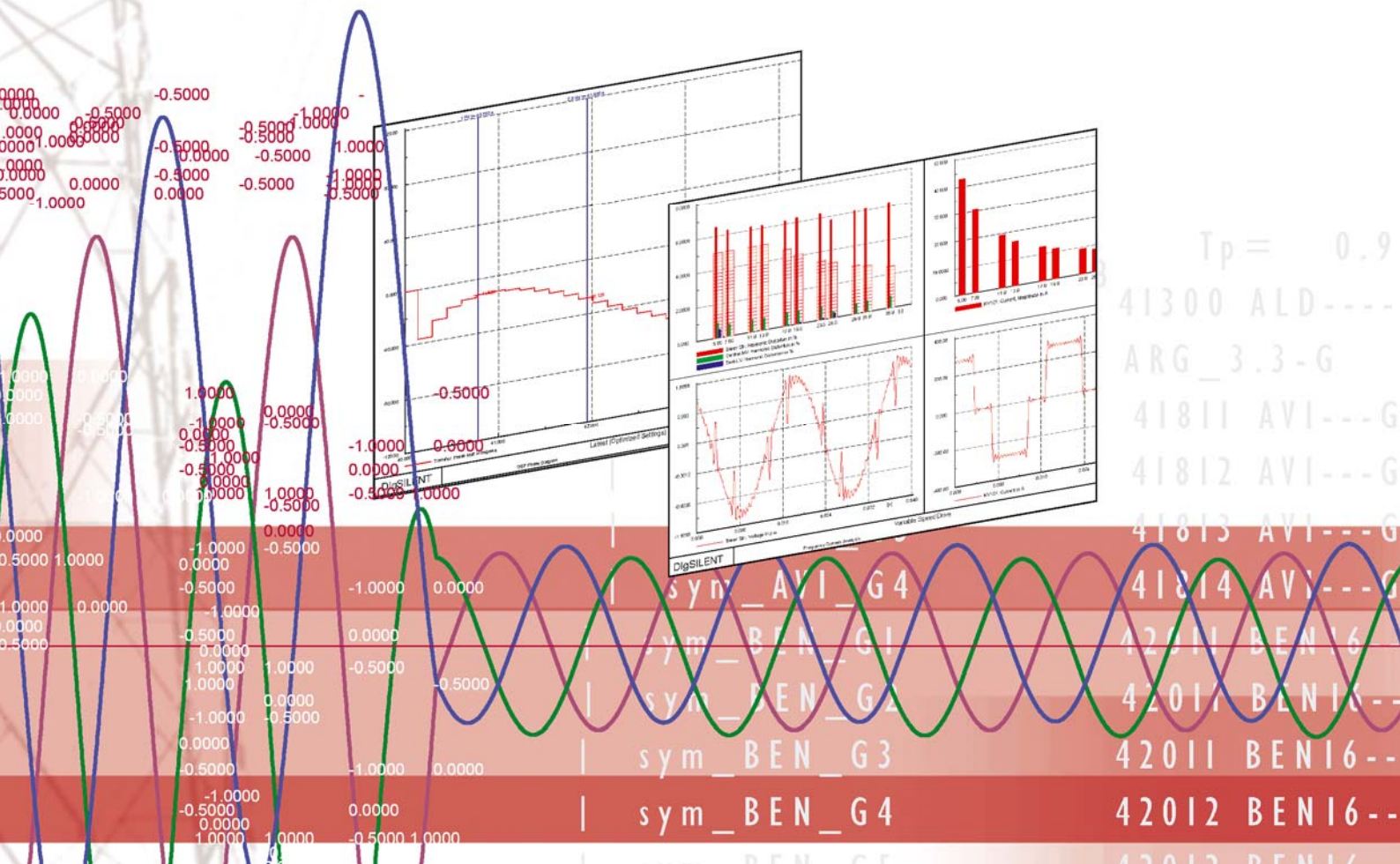
Berlin, 21. Februar, 2007

Intelligente Lösungen für die Netzintegration Erneuerbarer Energien

Ein Beitrag zum Symposium

Stromversorgung im Wandel: Netzicherheit durch Erneuerbare Energien

Martin Schmiege, Digsilent GmbH
Gomaringen / Tübingen





DigSILENT GmbH

Heinrich-Hertz-Strasse 9

D-72810 Gomaringen

Tel.: +49 7072 9168 - 0

Fax: +49 7072 9168- 88

<http://www.digsilent.de>

e-mail: mail@digsilent.de

Kontakt:

Dr. Ing. Martin E.Schmieg

Tel.: +49-7072-9168-10

e-mail: m.schmieg@digsilent.de

Inhalt

1 Einleitung	4
2 Beobachtungen zur UCTE-Störung am 4.11.2006	4
2.1 Wesentliche Aussagen des UCTE Berichts	4
2.2 Alternativszenarien zur UCTE-Störung	6
2.3 Das Verhalten Erneuerbarer Energien bei der Netzstörung	6
2.3.1 Einspeisung auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen	7
2.3.2 Einspeisung auf den Mittel- und Niederspannungsebenen	7
2.3.3 Zusammenfassende Betrachtung	7
2.4 Modellrechnung für das Jahr 2020	9
2.4.1 Verhalten bei Störung der Leistungsbilanz	9
2.4.2 Verhalten bei Kurzschlüssen und Spannungsinstabilitäten	10
2.4.3 Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien im Jahr 2020	10
3 Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien	12
3.1 Empfehlungen der UCTE	12
3.2 Notwendige Ausweitung des (N-1) Kriteriums	12
3.3 Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien	13
3.3.1 Netzgestaltung durch EEG-Anlagen	14
3.3.1.1 Mittel- und Niederspannungsnetze	14
3.3.1.2 Hoch und Höchstspannungsnetze	16
3.3.2 Kenntnis von Erzeugung und Last	16
3.3.3 Steuerung von Erzeugung und Last	16
3.3.4 Netzregelung durch EEG-Anlagen	17
3.3.5 Einsatzfähigkeit von EEG-Anlagen - Leistung versus Energie	18
4 Zusammenfassung	19

1 Einleitung

Die Presseverlautbarungen in den ersten Stunden und Tagen nach der UCTE-Großstörung haben eine gewisse Nervosität seitens der Netzbetreiber wie auch der regenerativen Szene zum Ausdruck gebracht. War die Ursache wieder einmal die Windenergie – ursächlich, oder zumindest maßgeblich? Wir wissen dies heute recht gut zu beantworten, denn am 31.1.2007 hat die UCTE ihren abschließenden Erläuterungsbericht zur Großstörung am 4.11.2006 vorgelegt. Dieser Bericht basiert auf den von den TSOs zur Verfügung gestellten Daten und Messungen. Wesentliche Grundlage der Aufklärung sind dabei Aufzeichnungen der EON-Leitstelle sowie Messungen der UCTE WAMs. In dem Bericht wird zusammenfassend erläutert, dass regenerative Erzeugung, insbesondere Windenergie von ca. 6000 MW im EON Netz, nicht ursächlich zu nennen ist, sondern das Fehlen systematischer, grundsätzlich vorgeschriebener Netzsicherheitsrechnungen im Vorgriff von Schalthandlungen und geplanter Netzfahrweisen. Regenerative Erzeugung, d.h. insbesondere Windenergie findet jedoch Erwähnung im Zusammenhang mit dem Netzwiederaufbau und der damit angestrebten zügigen Netzstabilisierung. Hierbei wird berichtet, dass das automatisierte Verhalten von Winderzeugung den Netzwiederaufbau negativ beeinflusst und verzögert hat. Erwähnt werden ebenfalls die sich nachteilig ausgewirkten Abschaltungen von Erzeugung auf der Ebene der DSOs.

Die Initiative „Deutschland hat unendlich viel Energie“ hat mit dem Symposium „Netzicherheit durch Erneuerbare Energien“ im direkten Nachgang zur UCTE-Störung einen mutigen Ansatz gefunden. Denn, der Anspruch, dass Netzicherheit durch Erneuerbare Energien entsteht und gewährleistet wird, geht über das heutige Anliegen der Netzbetreiber, Netzicherheit trotz Erneuerbarer Energien zu gewährleisten deutlich hinaus. Folgerichtig im Ansatz der insbesondere im politischen Umfeld aktiven Akteure, ist der Verweis auf „Intelligente Lösungen für die Integration der Erneuerbaren Energien“ – demzufolge Titel dieses Beitrags. Ob nun in Anbetracht dieser, sehr vereinfacht formulierte Position, eine *intelligente Lösung* für die Netzintegration Erneuerbarer Energien der gesuchte Weg ist, kann man bezweifeln wollen. Wenn wir jedoch unter „Intelligenz“ im weitesten Sinne die Fähigkeit zum Erkennen von Zusammenhängen und zum Finden optimaler Problemlösungen verstehen, dann kann ich dem zustimmen und möchte diesen Beitrag so verstanden wissen. Symmetrisch zur Netzicherheit trotz bzw. durch Erneuerbarer Energien steht dann hier jedoch auch erst das Erkennen vor dem Finden.

2 Beobachtungen zur UCTE-Störung am 4.11.2006

2.1 Wesentliche Aussagen des UCTE Berichts

Die bisher in der UCTE-Geschichte einmalige Störung weist in ihrer Ursache und im Ablauf einige Besonderheiten auf, die in ihrer Komplexität die Italienstörung vom 28.9.2003 weit übertreffen. Eine eindeutige Gemeinsamkeit beider Störungen beobachten wir jedoch bzgl. der Ausgangssituation und der ersten Störereignisse, nämlich der Überlastung eines Übertragungskorridors. Am 4.11.06 wurde nach der Abschaltung der beiden 380 kV Stromkreise „Conneforde-Diele“ eine starke Auslastung der 380 kV Leitungen von Elsen-Twistetal und Elsen-Bechterdissen sowie Landsbergen-Wehrendorf beobachtet. In Folge einer nicht durch Netzsicherheitsrechnungen abgestützten Entscheidung die Fahrweise bzw. Topologie in der Umspannstation Landsbergen zu ändern, führte nicht zu der erhofften Entlastungen der 380 kV Leitung Landsbergen-Wehrendorf, sondern zu einer weiteren Überlastung und damit zur automatischen Schutzauslösung, d.h. dem Verlust der Leitung um 22.10 Uhr.

Anzumerken ist hierbei weiterhin, dass die Netzbetreiber TSO/RWE Wehrendorf und TSO/EON Landesbergen von unterschiedlicher Belastbarkeit der Leitung ausgingen. Bezogen auf den TSO/RWE Wert ging der TSO/EON von einer knapp 30% höheren Belastbarkeit aus.

Der weitere Störverlauf ist insofern bemerkenswert, dass nicht der Verlust von überlasteten Stromkreisen in der unmittelbaren oder weiteren Umgebung des nun fehlenden Übertragungskorridors Landesbergen-Wehrendorf zu beobachten war, vielmehr kann um ca. 22:10:20 beobachtet werden, wie sich aufklingende Netzpendelungen innerhalb des UCTE-Netzes entwickeln. Nach ca. 30 Sekunden sind die Amplituden dieser Netzpendelungen so groß, dass der Synchronismus zwischen drei Netzbereichen der UCTE verloren geht (siehe Bild 1 Gruppe orange, grün und blau). Damit verbunden sind Schutzauslösungen auf zahlreichen Hochspannungsleitungen und dem dadurch endgültigen Zerfall des UCTE-Netzes in drei Teilnetze.

Die um 22:10 Uhr beginnende Oszillatorische Instabilität ist eine inhärente Problematik und potentielle Verwundbarkeit großer, ausgedehnter Verbundnetze. Ihre Ursache ist darin zu finden, dass Regeleinrichtungen konventioneller Kraftwerke (Spannungsregelung und Drehzahl-/Leistungsregelungen) die systemimmanent grundsätzlich positive Dämpfung von Netzpendelungen über den Stabilitätspunkt hinaus verschieben können. Im Fall der Störung am 4.11.06 kann dies so interpretiert werden, dass eine Verschiebung des Stabilitätspunktes jenseits der Stabilitätsgrenze durch den Verlust der Netzverbindung Landesbergen-Wehrendorf entstand und die Stabilitätsreserve damit verbraucht war.

Die Isolation des orangen Netzbereichs (Area 1, UCTE Südwest) verursachte ein Leistungsdefizit infolge des nun fehlenden Imports aus der grünen bzw. blauen Netzregion von ca. 9.000 MW. Als Folge hiervon findet eine Ausspeicherung von rotierender Energie der Turbogeneratoren statt. Dies ist gleichbedeutend mit einer Absenkung der Netzfrequenz als Folge des Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Last bis auf 49 Hz mit Stabilisierung durch den frequenzabhängigen Lastabwurf.

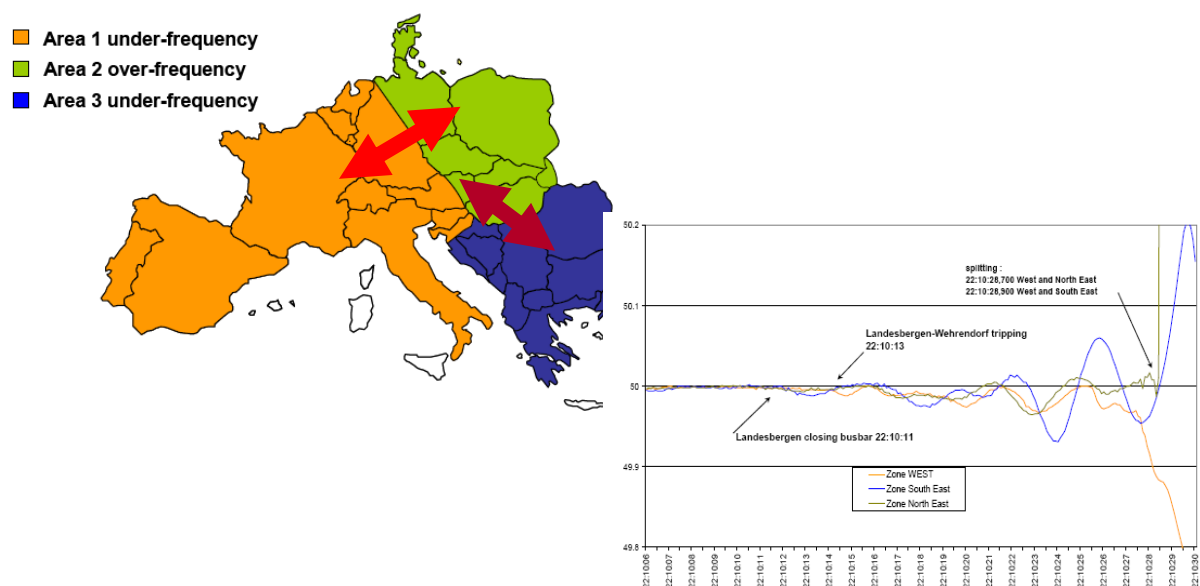


Bild 1 UCTE-Netz Instabilität am 4.11.2006 (Quelle: UCTE)

Gegenüber dem Verlust von ca. 9000 MW an Leistungsimport ist jedoch zu beobachten, dass von einem Lastabwurf von ca. 18.300 MW im westlichen (orange) Netzgebiet zzgl. einer Abschaltung von 1.600 MW Pumpleistung in Speicherkraftwerken berichtet wird. Als Ursache hierfür wird ein Ausfall an Erzeugung von insgesamt ca. 11.000 MW angegeben.

Demnach entfallen 9.000 MW des notwendigen Lastabwurfs auf den Verlust der Importleistung sowie zusätzliche 9.300 MW auf den Verlust an Erzeugung im eigenen Netz. Es wird weiterhin darauf verwiesen, dass die Handhabung dieses zusätzlichen Ausfalls an Erzeugung im Bereich der DSOs und damit nicht unter Kontrolle der TSOs lag.

2.2 Alternativszenarien zur UCTE-Störung

Experten sind sich einig darüber, dass die UCTE-Störung gemessen an der Ursache außerordentlich glimpflich verlief. Die Oszillatorische Instabilität eines großen Verbundnetzes gehört zu den komplexesten Vorgängen, auf die der Netzbetrieb derzeit nicht reagieren kann. Maßnahmen sind hier eher im Vorfeld, also bei der Netzplanung, dem beschleunigten Netzausbau und den Anschlussbedingungen für Kraftwerke zu ergreifen.

Als worst-case Situation wird man jedoch erfahrungsgemäß Netzstörungen auf Basis von Spannungsinstabilitäten betrachten müssen. Hierzu gehören beispielsweise die Italien-Störung (2003) sowie die Großstörung im Nordosten der USA (ebenfalls 2003).

Hintergrund einer Spannungsinstabilität (Spannungskollaps) ist das Zusammenfallen der Netzspannung aufgrund einer plötzlichen, störbedingten Verschiebung des Arbeitspunktes jenseits der Stabilitätsgrenze. Im Gegensatz zur Oszillatorischen Stabilität tritt diese Situation plötzlich ein, während Netzpendelungen sich „langsam“ aufbauen und an Amplitude gewinnen bevor es dann zu Schutzauslösungen kommt.

Es ist davon auszugehen, dass nur ein geringfügig geänderter Störverlauf am 4.11.2006 zusätzliche Spannungsinstabilitäten erzeugt hätte. Hierzu gehört insbesondere der Verlust von Hochspannungsleitungen und Erzeugung vor der Netzauftrennung in die drei Netzregionen. Als Folge hiervon wird mit der Bildung von wesentlich mehr Netzinseln und mit großer Sicherheit auch mit einem - zwar regional begrenzten - jedoch totalen Blackout zu rechnen sein.

Es ist deshalb notwendig, insbesondere das Verhalten von Windparks im Hoch- und Höchstspannungsnetz unter solchen Sensitivitätsbetrachtungen zu bewerten.

2.3 Das Verhalten Erneuerbarer Energien bei der Netzstörung

Das Verhalten Erneuerbarer Energien muss auf zwei Ebenen betrachtet werden, wobei nicht immer eine strenge Unterscheidung zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung getroffen werden kann. Dies sind einerseits die Einspeisung von Windkraft auf der Hoch- und Höchstspannungsebene sowie andererseits die Einspeisung auf den unteren Mittel- und Niederspannungsebenen. Obwohl der UCTE-Bericht keine klare Differenzierung bzgl. des Verhaltens der Windkrafteinspeisung auf den unterschiedlichen Spannungsebenen vornimmt, kann davon ausgegangen werden, dass hier erhebliche Unterschiede zu diskutieren sind.

2.3.1 Einspeisung auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen

Die Einspeisung von Windkraft auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen erfolgt gemäß der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Anschlussbedingungen. Hervorzuheben sind dabei ganz besonders die Anforderungen der EON, die nicht zuletzt auf Basis der innerhalb der dena-Netzstudie gewonnen Erkenntnisse im Jahr 2006 nochmals angepasst wurden. Wenn man diese Anforderungen auf alle im Hoch- und Höchstspannungsnetz einspeisenden Windparks anwendet, gibt es keinen Grund zur Annahme, dass entsprechende Abschaltungen in der Area 1 (Region Südwest, orange) zu verzeichnen gewesen wären. Ausnahmen können dabei nur auf Windparks gemäß älterer Anschlussbedingungen zutreffen, für die eine frequenzabhängige Abschaltung bei Unterfrequenz noch gefordert wurde.

Ein erheblich veränderter Störverlauf hätte sich ergeben, wenn im Verlauf der Störung starke Spannungseinbrüche auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen sowie weitere Teilnetzbildungen aufgetreten wären. Für derartige Situationen hatte die dena-Studie Abschaltungen bis zu 3 GW identifiziert.

2.3.2 Einspeisung auf den Mittel- und Niederspannungsebenen

Für die Mittel- und Niederspannungsebenen gilt ganz allgemein, dass diese gemäß Staffelpfad zum frequenzabhängigen Lastabwurf einer Abschaltung unterliegen. Die Abschaltung erfolgt dabei üblicherweise auf der Sekundärseite der HV/MV Transformatoren. Dies bedeutet, dass ca. 9.300 – 10.900 MW an Erneuerbarer Erzeugung incl. dort konventionell betriebener Kraftwerke als Bestandteil der residualen Last vom Netz getrennt wurden. Laut UCTE Bericht waren dies allein gut 4.900 MW an Windenergie. Damit verblieben von den 6.500 MW eingespeister Windenergie vor der Störung, nach 30 Sekunden nur noch ein Rest von 1.600 MW am Netz. Von den abgeschalteten 4.900 MW an Windeinspeisung entfallen gemäß UCTE nur 700 MW auf das deutsche Netz. Die überwiegenden Ausfälle von ca. 3.300 MW waren dabei in Spanien und Portugal zu verzeichnen.

2.3.3 Zusammenfassende Betrachtung

Eine Auswertung des UCTE-Berichts bzgl. der Netzstörung am 4.11.06 lässt folgende Schlüsse zu:

1. Regenerative Erzeuger können ursächlich mit der Entstehung der Netzstörung nicht in Verbindung gebracht werden. Auch eine Sensitivitätsbetrachtung bzgl. mittlerer Windgeschwindigkeit in Deutschland, der Tageszeit und Temperatur ergibt keinen Beitrag zur Ursache der Störung evtl. durch eine stärkere Windeinspeisung oder einem möglicherweise nennenswerten Erzeugungsanteil aus Photovoltaik, Biogas oder sonstiger dezentraler EEG-Einspeisung.
2. Die letztlich als Auslöser der Störung beobachtete Oszillatorische Instabilität wird von Windkraftanlagen mit Vollumrichter oder doppelt gespeister Asynchrongeneratoren sowie PV-Anlagen bzw. grundsätzlich sämtlicher über Umrichter einspeisender Erzeuger positiv beeinflusst, da diese Anlagen als statische Komponenten zu betrachten sind und keine synchronisierende Leistung aufweisen. Demgegenüber wird das Trägheitsmoment des Netzes verkleinert, was zu einem schnelleren Abfall der Netzfrequenz beiträgt.
3. Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisende Windkraftanlagen, die bereits nach neueren, angepassten Anschlussbedingungen betrieben wurden, haben sich während der Störung nicht vom Netz getrennt.

4. Bedingt durch den frequenzabhängigen Lastabwurf, d.h. die Abschaltungen großer Versorgungsgebiete wurde mehr Leistung auf den Mittel- und Niederspannungsebenen abgeschaltet als durch die Netzauftrennung für die Südwestregion insgesamt verloren ging. Der Lastabwurf fiel somit doppelt so hoch aus, als dies zur Kompensation des ursprünglichen Leistungsdefizits notwendig gewesen wäre.

Wenn man in einem alternativen Szenario davon ausgeht, dass die UCTE-Großstörung auch zur Tageszeit hätte eintreten können, dann muss hier erwartet werden, dass aufgrund der dann relevanten Einspeisung von weit über 1GW aus photovoltaischen Anlagen ein zusätzlicher Verlust an Erzeugung in dieser Höhe zu verzeichnen gewesen wäre, da Photovoltaik-Anlagen überwiegend in der Nieder- und Mittelspannung einspeisen, also auf den Spannungsebenen, die dem frequenzabhängigen Lastabwurf unterliegen.

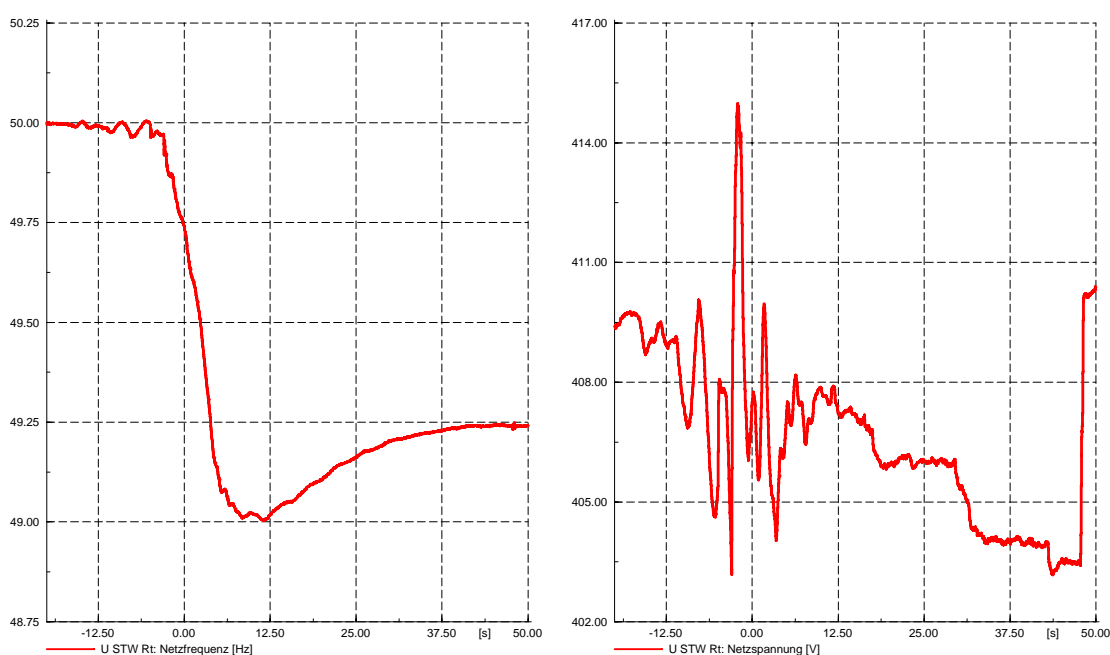


Bild 2 Verlauf von Netzfrequenz und Spannung auf der Niederspannungsebene

5. Der Netzwiederaufbau wurde erheblich durch die sich unkoordiniert, automatisch zuschaltende Erzeugung von Windenergie sowie Erzeugungsanlagen auf der Mittel- und Niederspannungsebene behindert.
6. Bei der Betrachtung eines alternativen Störverlaufs mit starken Spannungseinbrüchen und weiteren Teilnetzbildungen, müsste mit erheblich höheren Ausfällen von Windparks nach „alten Anschlussbedingungen“ gerechnet werden. Bei Teilnetzbildungen mit geringem konventionellen Erzeugungsbeitrag und hohem Windanteil wäre auch für Regionen mit Windparks nach neuen Anschlussregeln mit Netzausfällen zu rechnen gewesen.

2.4 Modellrechnung für das Jahr 2020

Bei einer weiteren Anwendung des Gesetzes zur Einspeisung Erneuerbarer Energien (EEG) auf Basis der bestehenden Technischen Richtlinien in seiner heutigen Form und bei Fortsetzung des Ausbaus an Erneuerbaren Energien mit seiner jetzigen Dynamik, wird innerhalb kürzester Zeit das eklatante Missverhältnis zwischen der Energiebetrachtung und der Leistungsbetrachtung spürbar.

Zu diskutieren ist in diesem Zusammenhang die einseitige Orientierung der Akteure Erneuerbarer Energien auf Energiemengenbetrachtung, die es zulässt monatlich oder gar nur 1x jährlich die Zählerstände der regenerativen Einspeiser nach EEG abzurechnen, ohne jemals innerhalb des Vergütungszeitraums die Frage der zeitgerechten Energielieferung betrachtet zu haben.

Die regenerativen Energiemengen werden für das Jahr 2020 - also in nur 13 Jahren – für Deutschland auf mindestens 20% der Gesamtjahresverbrauchswerte erwünscht und somit als politische Zielvorgabe formuliert. Eine leistungsorientierte Betrachtung bedeutet jedoch, dass in einer Schwachlastsituation mit einer estimierten Gesamtlast von ca. 40 GW eine rein regenerative Erzeugung von mehr als 40 GW gegenüberstehen. Dieser Zustand wird sich beispielsweise in einer windstarken Situation, bei kalten Temperaturen jedoch sonniger Wetterlage ergeben. Ein realistisches Erzeugungs-Szenario könnte beispielsweise aus 20 GW Wind, 10 GW Photovoltaik und 10 GW sonstige regenerative und KWK-Erzeugung zusammensetzen. Da es sehr unwahrscheinlich ist, dass bis zum Jahr 2020 nennenswert Energiespeicher zur Verfügung stehen ist anzunehmen, dass bis zu 40% der regenerativen Erzeugung über ein Lastmanagement gedrosselt werden muss (die dena-Studie prognostiziert diesen Betriebszustand bereits für 2015). Dies wird notwendig sein um einerseits über die konventionellen Großkraftwerke ausreichend Kurzschlussleistung im Netz vorzuhalten und um insbesondere Mindestlastanforderungen konventioneller Großkraftwerke gerecht zu werden. Man wird deshalb realistisch annehmen können, dass nur bis zu 30 GW Leistung an Erneuerbaren Energien in einem derartigen Szenario eingespeist werden kann.

2.4.1 Verhalten bei Störung der Leistungsbilanz

Nimmt man nun eine Störung ähnlich der UCTE Großstörung vom 4.11.2006 an, dann wird folgender Störablauf zu erwarten sein:

1. Der Frequenzeinbruch auf 49 Hz und damit das Erreichen der ersten Lastabwurfstufe würde in wesentlich kürzerer Zeit erreicht, da sämtliche über Wechselrichter einspeisende Anlagen (Photovoltaik, Windkraft, etc.) keinen Beitrag zur rotierenden Reserve des Netzes liefern. Mögliche Schutzmaßnahmen werden deshalb aus Gründen der Selektivität stark reduziert.
2. Der auf die Mittel- und Niederspannungsebenen wirkende frequenzabhängige Lastabwurf würde einen Großteil der dezentralen Erzeugung abschalten. Überschlägige Abschätzungen legen den Ausfall von über 20 GW nahe.
3. Das bis zum Jahr 2020 weiter ausgebaute und damit räumlich noch weiter ausgedehnte europäische Verbundnetz würde noch stärker zur Oszillatorischen Instabilität neigen mit der potentiellen Gefahr, in weit mehr Rumpfnetze zu zerfallen als dies im November 2006 der Fall war.

4. Bei der Zerlegung des Verbundnetzes in mehrere Netzregionen besteht die sehr realistische Gefahr, dass in einzelnen Regionen die notwendige Kurzschlußleistung unterschritten wird und damit weitere Abschaltungen von Erzeugungseinheiten hinzunehmen wären.
5. Der Netzwiederaufbau würde sich extrem schwierig gestalten, da sich regenerative Erzeuger sobald sie wieder ein Netz „sehen“ automatisch zuschalten würden. Die regionalen Lastverteiler, die den Netzwiederaufbau organisieren, hätten weniger als 50% der Erzeugerleistung unter ihrer Kontrolle. Selbst Netzregionen, Städte oder Gemeinden, die bis zum Jahr 2020 energieautonom wären, könnten die reichlich verfügbare Erzeugung nicht autark starten, sondern wären darauf angewiesen, dass erst ein funktionierendes und stabiles Netz an den Übergabepunkten ansteht, mit dessen Hilfe der Netzwiederaufbau dann wiederum stattfinden könnte.

2.4.2 Verhalten bei Kurzschlüssen und Spannungsinstabilitäten

Die UCTE-Großstörung vom 4.11.2006 wird bzgl. des Auslösers, des Ablaufs und der Konsequenz ein eher seltenes Störereignis bleiben. Sehr häufige und nicht vermeidbare Störereignisse sind jedoch 3-polige Kurzschlüsse oder mittlere Spannungseinbrüche aufgrund 1- und 2-poliger Fehler. Diese Spannungseinbrüche sind sehr kurz, können aber im Mittel über 75-450 ms anstehen. Es ist nun Stand der Technik, dass EEG-Anlagen im Mittel- und Niederspannungsbereich bei Spannungseinbrüchen automatisch abgeschaltet werden müssen. Wenn man nun die derzeit gültigen Anschlussregeln bis in das Jahr 2020 extrapoliert, sind folgende Entwicklungen zu erwarten:

1. Der Wirkungsbereich von Spannungseinbrüchen würde sich erheblich ausweiten, da die stark reduzierte Kurzschlußleistung eine großflächige Ausdehnung des Spannungsabfalls entlang der Netzimpedanz bewirkt (Ausweitung des „Spannungstrichters“ auf den Mittel- und Niederspannungsebenen). Als Konsequenz wären großflächige Abschaltungen von EEG-Anlagen wie z.B. Photovoltaik, MiniBHKW, Windkraftanlagen etc. zu beobachten.
2. Verbunden hiermit ist ein sofortiger Anstieg von Leistungsbezug in Netzregionen, die energetisch wie auch bzgl. ihrer momentanen Leistungsbilanz als autonom einzustufen waren. Damit verbunden wäre die Notwendigkeit einer übermäßigen Reservevorhaltung durch zumeist konventionelle Kraftwerke. Besonders betroffen hiervon sind dann Regionen mit geringer Windkrafteinspeisung über das 380/220 kV Netz und somit hoher EEG-Einspeisung im Mittel- und Niederspannungsnetz, also insbesondere für die südliche Hälfte Deutschlands.
3. Wie auch schon im Kapitel 2.4.1 ausgeführt (Verhalten bei Störung der Leistungsbilanz) wird die überwiegende Zahl von Versorgungsgebieten, auch trotz ausreichend installierter Leistung, erst dann wieder versorgt werden können, wenn an den Übergabepunkten zum Hochspannungsnetz ausreichend Kurzschlußleistung zur Verfügung steht. Dieser Zustand ergibt sich auch bei auftretenden, weiträumigen Spannungsinstabilitäten.

2.4.3 Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien im Jahr 2020

Wenn das EEG in seiner heutigen Form bis in das Jahr 2020 - also „nur“ für weitere 13 Jahre – und die derzeit gültigen technischen Anschlußbedingungen für EEG-Anlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz, wie auch im

Hoch- und Höchstspannungsnetz weitergeführt werden, ergeben sich folgende Aspekte für die Netzsicherheit bei steigender regenerativen Erzeugung:

1. Die einseitige Bewertung von Erneuerbarer „Energie“ und die damit verbundene Vernachlässigung der zeitgerecht gelieferten Energie, d.h. der Erneuerbaren „Leistung“ wird den Netzbetrieb erschweren und damit ein zunehmendes Potential an Störungen bewirken. Erzeugungsmanagement bzgl. der vorrangigen Einspeisung Erneuerbaren Energien wird für sämtliche Spannungsebenen zwingend notwendig werden.
2. Die heutige Praxis des frequenzabhängigen Lastabwurfs durch direkte Abschaltung ganzer Mittel- und Niederspannungsnetze führt dazu, dass Erneuerbare Leistung, die auf diesen Spannungsebenen einspeist - also die zukünftig zunehmende Zahl der EEG-Einspeiser – die Auswirkungen großer Leistungsbilanzstörungen in erheblichem Umfang verstärken wird.

Virtuelle Kraftwerke, die sich aus EEG-Erzeugern innerhalb der Mittel- und Niederspannung zusammensetzen, können nicht in die Reserveplanung mit einbezogen werden.

3. Regionale Energie- und Leistungsautonomie wird es nicht geben, da EEG-Anlagen immer ein „Netz“ benötigen, d.h. EEG-Anlagen sind nicht „netzbildend“ sondern „netzabhängig“ und damit nicht autonom.
4. Ein hoher EEG-Leistungsanteil wird die Kurzschlußleistung wie auch die rotierende Reserve des „Netzes“ unzulässig reduzieren. Eine stabile EEG-basierte Stromversorgung wird damit immer abhängiger von konventionellen Kraftwerken. Die Reichweite von Störungen wie z.B. lokal wirkende Kurzschlüsse werden immer größer werden (Ausweitung des Spannungstrichters). Der bei Leistungsbilanzstörungen auftretende Frequenzgradient wird immer steiler, die Zeit für Gegenmaßnahmen zur Leistungsbilanzierung wird immer kürzer und damit weniger selektiv.
5. Von dieser Betrachtung ausgenommen ist die Einzel-Problematik der Integration großer Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Hier wird es darauf ankommen, einen systemübergreifenden Planungsansatz zu finden, der umfassend netzkompatibel wie wirtschaftlich ist und gleichzeitig zur Netzsicherheit beiträgt.

Fazit: Die UCTE-Großstörung am 4.11.2006 hat aufgezeigt, dass Erneuerbare Energien, insbesondere dann wenn sie auf den Mittel- und Niederspannungsebenen einspeisen, die Netzsicherheit deutlich verschlechtern. Obwohl EEG-Einspeisung nicht ursächlich mit der Netzstörung in Verbindung gebracht werden kann, sind Störungsverlauf und Dauer nachteilig beeinflusst worden. Nur Windeinspeisung auf der Hoch- und Höchstspannungsebene ist hier positiv zu beurteilen.

Ein weiterer Anstieg von EEG-Erzeugung unter den heutigen technischen Randbedingungen wird bis in das Jahr 2020 eine deutlich negative Auswirkung auf die Netz Zuverlässigkeit mit sich bringen.

3 Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien

3.1 Empfehlungen der UCTE

Basierend auf einer detaillierten Auswertung der UCTE-Großstörung hat die UCTE einen 5-Punkte umfassenden Maßnahmenkatalog erstellt. Dieser umfasst Forderungen zur Vermeidung ähnlicher Störungen. Die Empfehlungen der UCTE tangieren dabei aber auch direkt oder indirekt Anforderungen an EEG-Anlagen. Zu bemängeln ist jedoch, dass die UCTE-Empfehlungen nicht umfassend genug sind und einer verstärkten Integration Erneuerbarer Energien als „Verteilte Erzeugung“ auf der Ebene der Verteilnetze nicht wirklich und grundlegend Rechnung tragen. Die Anforderungen sind dabei sehr spezifisch aus der Sicht der TSOs formuliert, ohne dabei zu berücksichtigen, dass eine zunehmend dezentrale Stromerzeugung eine hierarchische Struktur der Betriebsführung mit ausgeprägten Betriebsfunktionen auf den regionalen und kommunalen Ebenen erfordert. Eine zentrale Koordination aller Erzeugungseinheiten auf der TSO-Ebene würde Auswirkungen von Fehlbeurteilungen in Verbindung mit unüberschaubarer Komplexität verstärken.

Besonders zu bemängeln ist, dass der UCTE-Maßnahmenkatalog die Bedeutung der „Netzanschlussbedingungen für EEG-Anlagen“ nicht erkennt und damit auch keinen adäquaten Maßnahmenkatalog vorschlägt.

Die im folgenden Kapitel 3.2 zusammengestellten Empfehlungen lassen sich nicht direkt auf die Thematik der Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien beziehen, sollen jedoch der Vollständigkeit halber und als Ergänzung der UCTE Empfehlungen benannt werden. Sie erscheinen insbesondere deshalb wichtig, weil die UCTE die Grundproblematik der Oszillatorischen Netzinstabilität nicht analysiert und hier keine Anforderungen zur Erhöhung der Netzsicherheit formuliert.

3.2 Notwendige Ausweitung des (N-1) Kriteriums

Der UCTE-Maßnahmenkatalog weist darauf hin, dass vor jeder Ausführung von Schalthandlungen durch die TSOs entsprechende (N-1) Netzsicherheitsrechnungen verpflichtend durchzuführen sind. Versäumt wird jedoch festzustellen, dass die ursächliche Oszillatorische Instabilität auch durch eine klassische (N-1) oder gar (N-2) Überprüfung nicht erkannt worden wäre.

Empfehlung: Die stetige Erweiterung des UCTE-Verbundnetzes hat zu einer deutlichen Reduzierung der oszillatorischen Stabilitätsreserve geführt. Eine wirtschaftliche Ausnutzung der Übertragungskorridore innerhalb der UCTE erfordert deshalb eine Online-Überwachung der Stabilitätsreserve (Dynamic Security Assessment) bei der neben statischen Aspekten auch die dynamische Stabilitätsreserve als Bestandteil der (N-1) Netzsicherheitsrechnung geprüft wird (dies ist beispielsweise in Australien üblich, wo das Verbundnetz sehr erfolgreich an der Stabilitätsgrenze betrieben wird). Eine Erhöhung der Stabilitätsreserve kann auch durch den Ausbau der Höchstspannungskorridore erzielt werden.

Eine Verminderung der oszillatorischen Stabilitätsreserve durch Regeleinrichtungen der Kraftwerke kann vermieden werden, wenn entsprechende Kennwerte für Dämpfungsbeiträge als Bestandteil der Anschlußbedingungen für alle Kraftwerke gleichermaßen vorgeschrieben werden.

Empfehlung: Kraftwerke mit Synchrongeneratoren müssen Netzpendelungen ausreichend bedämpfen. Entsprechende Eigenschaften müssen für Spannungsregler wie auch Frequenz-Leistungsregler definiert werden. Windkraftanlagen, bzw. sämtliche Erzeugungssysteme, die nicht über einen Synchrongenerator einspeisen, können aufgrund ihrer verzögerungsfreien Steuerbarkeit Netzpendelungen direkt und effizient bedämpfen.

Aufklingende Netzpendelungen werden spätestens beim Auseinanderbrechen des Verbundnetzes in Teilnetze unterbrochen (siehe UCTE Störung am 4.11.2006). Die „Bruchstelle“ ist dabei in etwa mit dem Schwingungsbauch und damit mit dem Korridor der höchsten Leistungsdichte identisch. Eine Unterbrechung bzw. Auflösung der Schwingung kann jedoch auch ganz gezielt durch Netzabtrennung von Randnetzen oder durch Abschaltung von Erzeugung (DAG) erfolgen. Auf diese Weise lassen sich Pendelungen bei Minimierung der Auswirkungen gezielt vernichten (z.B. DAG in Argentinien zwischen Nord- und Südregion).

Empfehlung: WAMs können nicht nur zur Beobachtung der Netzstabilität beitragen, sondern auch zur schnellen Übermittlung von gezielten Eingriffen zur Verhinderung bzw. Unterbrechung von Netzpendelungen und zur Vermeidung von Spannungsinstabilitäten. Die Kriterien selbst sind durch dynamische Netzsicherheitsrechnungen zu ermitteln.

3.3 Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien

Intelligente Lösungen für die Netzintegration von Erneuerbaren Energien erfordern zuallererst das Erkennen von Zusammenhängen. Hierbei ist als Basis die Auswertung der UCTE-Störung vom 4.11.2006 ganz besonders geeignet. Dies bedeutet:

1. die derzeitige Position der Erneuerbaren Energien insgesamt bzgl. ihrer Fähigkeit Netzsicherheit zu bewirken und zu gewährleisten ist äußerst nüchtern und technisch realistisch einzuschätzen;
2. die historisch gewachsenen Strukturen und Techniken der konventionellen bzw. traditionellen Stromversorgung zu akzeptieren und sich diese nutzbar zu machen. Zur Erfindung einer „anderen“ Energieversorgung verbleiben keine Zeit und auch kein paralleler, abgekoppelter Entwicklungspfad. Die Einführung neuer Begriffe wie „Smart Grids“ u.ä. ist nicht wirklich zielführend. Die traditionelle Stromversorgung arbeitet mit robuster und bewährter Technik. Die Forschung im Bereich der Netzintegration Erneuerbarer Energien lässt häufig systemübergreifende Betrachtungen vermissen und ist oftmals schon im Ansatz zu kompliziert;
3. andererseits die Praxis der konventionellen bzw. traditionellen Stromversorgung dort zu hinterfragen und schnellstmöglich anzupassen, wo Strukturen und Techniken den neuen bzw. anderen Eigenschaften regenerativer Leistung nicht mehr gerecht werden;
4. den Begriff „Erneuerbare Energie“ grundsätzlich nur im Zusammenhang mit „Erneuerbare Leistung“ oder „Zeitgerecht Erbrachte Erneuerbare Energie (ZEEE)“ zu diskutieren und aus dieser Position heraus weiterzuarbeiten.
5. Die Weiterentwicklung des EEGs unter technischen Randbedingungen und damit unter Einbeziehung systemübergreifender Ansätze durchzusetzen.

Auf Basis dieses 5-Punkte Grund-Programms ist es möglich, wesentliche Weichenstellungen zu entwickeln, die mittel- und langfristig sicherstellen, dass Erneuerbare Erzeugung Netzsicherheit auf dem derzeit existierenden Niveau und mit allergrößter Sicherheit, weit darüber hinausgehend gewährleisten kann.

3.3.1 Netzgestaltung durch EEG-Anlagen

3.3.1.1 Mittel- und Niederspannungsnetze

Der Anschluss von EEG-Erzeugung im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze vor über einem Jahrzehnt begann auf Basis einer Tolerierung durch die etablierten Stromversorger. Als wesentliches technisches Problem stellten sich damals zwei zentrale Fragen, nämlich (a) wie kann die Sicherheit von EVU-Personal gewährleistet werden, wenn am Netz, in das EEG-Erzeugung einspeist, gearbeitet wird, und (b) wie lässt sich der Einfluss von EEG-Anlagen bei Störungen und kritischen Netzsituationen handhaben. Diese beiden Grundfragen wurden dadurch gelöst, dass die Netzanschlussbedingungen (DIN VDE 0126, VDEW-RL) automatische Zu- und insbesondere Abschaltbedingungen festlegen, die als Bedingung einer Inbetriebnahme einer EEG-Anlage zu erfüllen sind. Damit wurde ein sicherer Automatismus gefunden der garantiert, dass:

- bei Störungen eine EEG-Anlage abgeschaltet wird;
- durch automatische Netzerkennung die Zuschaltung einer EEG-Anlage erfolgt, und damit
- die EEG- Vorrangregelung garantiert wird.

Dieser Ansatz entstammt einer Zeit, in der EEG-Erzeugung eher als Ausnahme nicht aber als Ergänzung oder langfristige Alternative zur Stromerzeugung betrachtet wurde. Er ermöglicht unter technischen Gesichtspunkten die bei weitem kostengünstigste Lösung der Netzintegration und wurde von EEG-Betreibern deshalb auch nie in Frage gestellt.

Ergebnis ist jedoch, dass zunehmende EEG-Erzeugung nun zunehmend zur Destabilisierung des Netzes und zur zunehmenden Unfähigkeit Netzstörungen zu überstehen, beiträgt. Grund-Missverständnis ist dabei das richtige Verständnis über das „Netz“. Dieses Grund-Missverständnis drückt sich je nach Position unterschiedlich aus:

- EEG-Erzeuger schließen ihre Anlage am Netzanschlusspunkt an. Dieses wird dabei als unendlich groß und stabil angenommen – aber, je mehr EEG-Erzeugung ins Netz einspeist und konventionelle Erzeugung verdrängt, desto „kleiner“ und labiler wird das Netz;
- Stromversorgungsunternehmen stellen einem EEG-Erzeuger einen Anschlusspunkt an ihrem unendlich großen und stabilen Netz zur Verfügung – aber, je mehr Erzeugung an die EEG-Einspeiser übertragen wird, desto „kleiner“ und labiler wird das Netz, das den EEG-Einspeisern angeboten wird.

Aus der Sicht der EEG-Erzeuger stellt sich das Netz am Anschlusspunkt wie in Abb. 3 dargestellt dar. Es ist im Wesentlichen spannungs- und frequenzstabil und bleibt auch während eines Netzfehlers erhalten (sofortige Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung). Die Spannungs-Stabilität wird durch eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung einerseits und durch eine mehrstufige Spannungsregelung bis hin zum Anschlusspunkt andererseits gewährleistet. Die Frequenzstabilität ergibt sich durch die Frequenz-Leistungsregelung großer Kraftwerke.

Wie auch in Abb. 3 verdeutlicht, wird eine EEG-Anlage somit an das Netz angeschlossen, ohne selbst Netz-bildend oder Netz-gestaltend zu wirken. Insbesondere fehlt der Kurzschlußstrom- sowie Spannungs- und Frequenz-Regelungsbeitrag im Falle von Netzfehlern. Vielmehr wird nach dem Konzept „Sicherheitsaspekte bei dezentralen EEG-Anlagen“ eine Abschaltung der Anlagen unter sicherheitsrelevanten Kriterien gefordert.

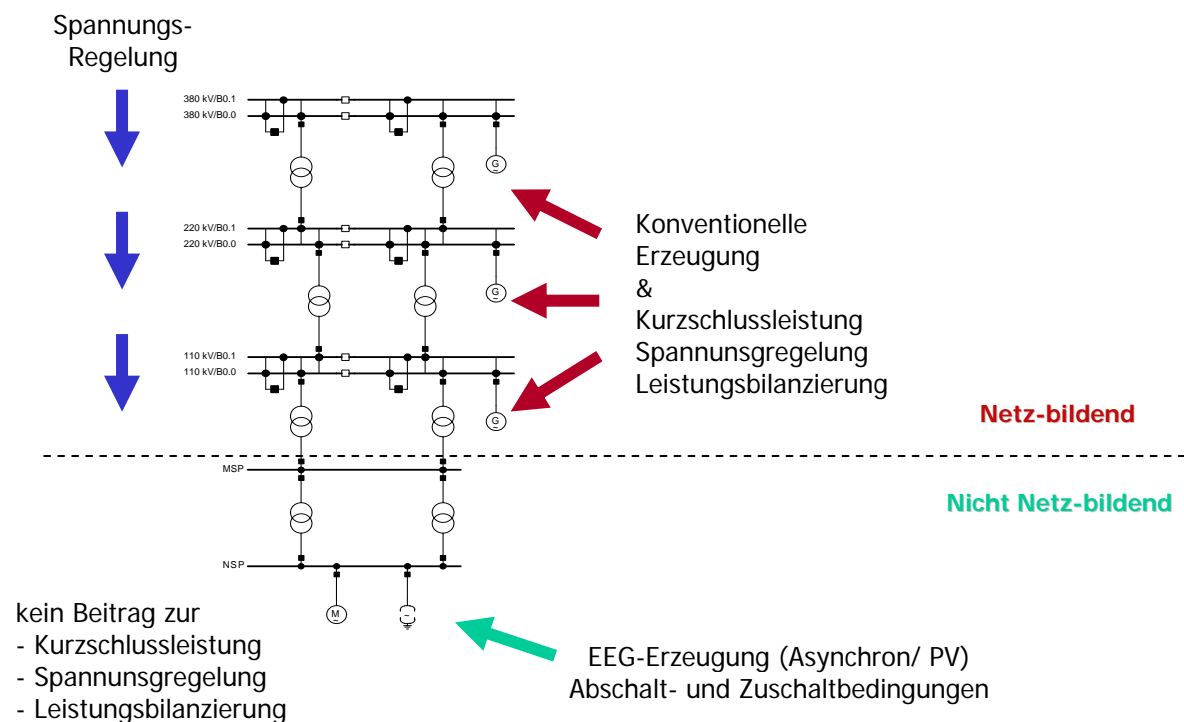


Abb 3: EEG-Einspeisung auf den MS- und NS-Ebenen

Durch diese Vorgehensweise werden EEG-Anlagen im großen Verbund keine selbstständigen, stabilen und Netz-bildenden Erzeugereinheiten darstellen können. Die bestehende Abhängigkeit von großen, konventionellen Kraftwerken bleibt bestehen. Sie werden also langfristig von großen, konventionellen Kraftwerken als „Netzbildende Einheiten“ auf die sich die EEG-Anlagen abstützen können, abhängig bleiben.

Anforderung: Auch auf den Mittel- und Niederspannungsebenen dürfen EEG-Anlagen bei Spannungseinbrüchen (Fehlern, Kurzschlüssen, etc.) nicht automatisch vom Netz getrennt werden. Vielmehr muss für alle Anlagen LVRT- Fähigkeit (LVRT = Low Voltage Ride Through) garantiert sein. Dort wo Kurzschlussleistungen zu klein sind (z.B. um einen akzeptablen Radius des Spannungstrichters zu garantieren, um einen funktionsfähigen Netzschutz zu gewährleisten und um Oberschwingungen zu unterdrücken) muss Kurzschlussleistung im Netz als Netzdienstleistung zur Verfügung gestellt werden. Dies kann beispielsweise durch die koordinierte Installation von synchroner Kompensation (geringes x_d'' mit ausreichend hoher Trägheitskonstante und schneller Spannungsregelung) auf den Mittel- und Hochspannungsebenen erfolgen. Alternativ hierzu müssten bestehende EEG-Anlagen umgerüstet werden.

3.3.1.2 Hoch und Höchstspannungsnetze

Die Notwendigkeit Anschlussregeln für Windparks, die in das Hoch- und Höchstspannungsnetz einspeisen, differenzierter zu gestalten wurde bereits vor einigen Jahren erkannt. Eine erneute Revision der Netzanschlussregeln erfolgte im Jahr 2006. Mit diesen wiederum überarbeiteten Anforderungen können Neuanlagen in guter Weise zur stabilen und zuverlässigen Gestaltung des Netzes beitragen. Unter Anbetracht der UCTE-Störung vom 4.11.2006, sowie unter Einbeziehung zukünftiger Entwicklungen können jedoch folgende Zusatzüberlegungen berücksichtigt werden:

1. Altanlagen, die sich ähnlich wie Anlagen im Bereich der MS/NS-Netze verhalten stellen bereits einen erheblichen Bestand an Erzeugung dar. Hier ist zu beachten, dass die netzseitige Bereitstellung von dynamischer, geregelter Blindleistung das Störverhalten bei Spannungseinbrüchen deutlich verbessern kann, so dass auch viele dieser Anlagen in Störsituationen am Netz gehalten werden können.
2. Einen umfassenden Beitrag zur Netzsicherheit werden EEG-Anlagen auch im Bereich der HS-Netze erst dann erreicht haben, wenn EEG-Netze (a) inselbetriebsfähig sind, (b) einen koordinierten und kontinuierlichen Beitrag zur Spannungsregelung leisten, (c) an der Frequenz-Leistungsregelung teilnehmen, (d) ausreichend Kurzschlussleistung zur Verfügung stellen und (e) ihre Zu- und Abschaltung zentral koordiniert werden kann.

Die Weiterentwicklung der Netzanschlussregeln sollte hierbei mit der zunehmenden EEG-Erzeugung auf den MS- und NS-Ebenen koordiniert werden.

3.3.2 Kenntnis von Erzeugung und Last

Der Begriff der „Residualen Last“ wird oftmals verwendet um die Restlast, nach Abzug der EEG-Erzeugung, zu charakterisieren. Nachdem die momentane Einspeisung von EEG-Anlagen nur in Ausnahmefällen bekannt ist, lässt sich die Lastprognose wie auch die Prognose zur EEG-Erzeugung nicht mehr getrennt, sondern nur summarisch durchführen. Mit steigender EEG-Leistung wird die Prognose damit immer unpräziser. Dies gilt insbesondere für die MS/NS-Netze. Die jährlichen Strommengen bzgl. Einspeisung und Verbrauch sind zwar exakt bekannt, nicht jedoch die momentane Erzeugung und Last im Bereich der verteilten Erzeugung.

Anforderung: Sämtliche EEG-Anlagen sind mit einer Echtzeitdatenerfassung- und Übermittlung auszustatten. Die Weiterleitung der Messinformation im ca. 5s Zeitraster (UCTE-Forderung: 60s) erfolgt an den nächsten regionalen Lastverteiler oder zur kommunalen Leitwarte wo die Gesamterzeugung in einem Versorgungsgebiet im Sinne eines „Virtuellen Kraftwerks“ aufaddiert, prognostiziert und an den nächst übergeordneten Lastverteiler als getrennte Information über Erzeugung und Last weitergegeben wird.

3.3.3 Steuerung von Erzeugung und Last

Auch schon vor der UCTE-Großstörung war bekannt, dass mit dem frequenzabhängigen Lastabwurf erhebliche Erzeugung im Bereich der Mittel- und Niederspannung vom Netz getrennt wird. Der exemplarische Fall vom 4.11.2006 hat für die UCTE-Schwachlast mehr als 10 GW an Erzeugungsverlust allein im Netz „Südwest / Area 1 / orange“ identifiziert. Mit zunehmender Erzeugung im Bereich der Verteilnetze wird das Verhältnis zwischen Primär-Lastabwurf und Sekundär-Lastabwurf immer ungünstiger.

Beim Wiederaufbau des Netzes nach der Störung konnten die Lastverteiler nicht auf alle Erzeugungsanlagen steuernd einwirken um den Netzwiederaufbau zu koordinieren, da sich EEG-Anlagen durch die Vorrangregelung bzw. Netzanschlussregeln bei Netzwiederkehr automatisch zuschalten.

Anforderung: Der frequenzabhängige Lastabwurf muss zum Stromkunden hin verlagert werden. Nur so kann Erzeugung auf allen Spannungsebenen am Netz verbleiben. In einem ersten, zügig umsetzbaren Schritt wäre eine Begrenzung des frequenzabhängigen Lastabwurfs auf Niederspannungsnetze mit nur geringer EEG-Erzeugung möglich.

Dieser Schritt erlaubt gleichzeitig die Realisierung eines Lastmanagements zur Vergleichmäßigung der Lastprofile. Regionale und kommunalen Lastverteilern müssen einen direkten, steuernden Zugriff auf jede Stromerzeugungsanlage erhalten. Last- und Erzeugungsvorgaben aus übergeordneten Leitstellen müssen auf Knopfdruck einstellbar sein. Automatische Zuschaltung auf Basis der Netzerkennung ist nur nach Freigabe durch den Lastverteiler bzw. die Leitwarte zulässig.

3.3.4 Netzregelung durch EEG-Anlagen

In letzter Zeit wird immer häufiger von „Energieautonomie“ gesprochen. Abgesehen davon, dass dies für die Umsetzung zuallererst bedeutet, dass wir von einer „Leistungsautonomie“ sprechen müssten, handelt es sich um einen Ansatz, von dem unsere Stromversorgung noch sehr weit entfernt ist. Autonomie – egal nun, ob Energie oder Leistung – bedeutet, dass die elementaren Grundvoraussetzungen der Verbundstabilität zu gewährleisten sind. Verbundstabilität (Connectivity Stability) meint in diesem Zusammenhang die Autonomie von Subsystemen, oder umgekehrt, das Vermeiden sich zwecks eigener Stabilität auf andere abstützen zu müssen.

Übertragen auf die Energieversorgung meint dies, dass leistungsautonome Versorgungsgebiete eigenständig bestehen können müssen. Ein Beispiel kann dies verdeutlichen: Im Falle einer Abtrennung eines kommunalen Versorgungsgebietes, das vor der Unterbrechung zum vorgelagerten Netz eine residuale Last von +/- 0 MW aufweist, müsste eigenständig weiter bestehen können, um als verbundstabil zu gelten. Diese Situation wird selbstverständlich nur innerhalb einer Netzstörung zu betrachten sein, aber gerade da ist es von fundamentaler Bedeutung.

Die heute implementierten Konzepte der Netzregelung und die EEG-Anschlussbedingungen sind jedoch so strukturiert, dass ein solches System unverzüglich ausfallen wird, obwohl die Grundvoraussetzung der „Leistungsautonomie“, nämlich die eigenständige Bilanzierung innerhalb des Netzgebietes gegeben war. Um zukünftig solche Netze sicher weiterbetreiben zu können, sind eine ganze Reihe von Voraussetzungen zu erfüllen. Einige davon sind schon genannt, sollen hier aber nochmals erwähnt werden:

1. Im Netz verbleibende Erzeugungsanlagen müssen die grundlegenden Funktionen der Netzregelung übernehmen. Hierzu gehören die Leistungsbilanzierung (Frequenz-Leistungsregelung) und die Spannungsregelung. Damit schließt sich die EEG-Vorrangregelung a priori aus, da sie keine Leistungsbilanzierung kennt. Aufgrund der äußerst schnellen dynamischen Vorgänge im Sekunden- oder gar Millisekundenbereich ist eine Steuerung über eine Leitwarte ausgeschlossen. Vielmehr müssen die Erzeugungseinheiten diese Funktion als „Regelungs-Funktion“ dezentral erbringen. Die Regelungen müssen stabil sein.

2. Zur Unterstützung der Leistungsbilanzierung ist der frequenzgesteuerte Lastabwurf, oder die Laststeuerung notwendig. Dies wird immer dann der Fall sein, wenn die Netzabtrennung mit Leistungsdefizit erfolgte und nicht ausreichend Regelreserve zur Verfügung steht.
3. Während der Netzabtrennung, die im Normalfall nur störbedingt erfolgen wird, dürfen EEG-Anlagen nicht vom Netz getrennt werden. Derzeit gefordertes Verhalten ist gemäß Netzanschlussregeln jedoch die Netztrennung.
4. Um Spannungsstabilität, Schutzfunktionen und Bedämpfung von Oberschwingungen zu gewährleisten, muss ausreichend Kurzschlußleistung in dem isolierten Netz vorhanden sein. Dies wird in vielen Fällen dazu führen, dass diese als Netzdienstleistung vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss.

Der stabile Betrieb kleiner „Inselnetze“ ist wesentlich komplizierter und anspruchsvoller als der Betrieb eines großen Verbundsystems und erfordert damit auch ausreichendes Knowhow auf den regionalen und kommunalen Ebenen. Nur wenn „abgetrennte“ Teilnetze für sich stabil betrieben werden können, wenn also „Verbundstabilität“ gewährleistet ist, kann von einer Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien gesprochen werden. Dies bedeutet dann aber auch gleichzeitig, dass Systeme mit ausgeprägt dezentraler Erzeugung eine wesentlich höhere Zuverlässigkeit aufweisen, als die klassischen Netzsysteme mit stark zentraler Erzeugung. Dieser Sachverhalt spricht auch gegen die Vorstellung groß angelegter, übergeordneter „Transeuropäischer Verbundsysteme“. Nicht zuletzt auch deshalb, weil die Spannungsstabilität und damit die Zuverlässigkeit der Übertragungswege als äußerst kritisch einzuschätzen ist.

3.3.5 Einsatzfähigkeit von EEG-Anlagen - Leistung versus Energie

Innerhalb der kommenden 5-8 Jahre werden betriebliche Situationen mit einem Überangebot von EEG-Strom entstehen. Dies wird um so eher eintreten wie die derzeit gültigen Anschlussbedingungen für Erneuerbare Energien in ihrer grundsätzlichen Konzeption weitergeführt werden. Je weniger deutlich die Anforderungen sich „Netz-gestaltend“ zu verhalten ausfallen, desto mehr konventionelle, synchrone Erzeugung muss im Netz aus Gründen der Netzstabilität weiter betrieben werden.

Nachdem man heute diese Entwicklung bereits deutlich erkennen und eskalieren kann, sind steuernde Maßnahmen möglich. Hierzu gehört auch eine zeitnahe Anpassung des Gesetzes zur Einspeisung Erneuerbarer Energien (EEG).

1. Bei der Vergütung von EEG-Strom sollte berücksichtigt werden, ob es sich nur um „prognostizierbare Leistung“ oder auch um „einsetzbare Leistung“ handelt. Damit wäre eine Vergütung gestaffelt nach der Verwendbarkeit von Leistung innerhalb der Kraftwerkseinsatzplanung zur Abdeckung der 24 Stunden-Tageslast.
Eine gestaffelte Vergütung, die die Wertigkeit von EEG-Strom nach der gesteuerten Einsetzbarkeit (=zeitgerecht gelieferte Energie) berücksichtigt, würde dann zwingend Lösungen initiieren, die eine Energiespeicherung umfassen, oder auch Alternativen auf der Verbrauchsseite zur Vergleichmäßigung der Last im „Paket“ mit der EEG-Erzeugung in Gang setzen würden.
2. Diagramme zur Darstellung der zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien sollten immer in Kombination mit Leistungsdiagrammen bzgl. der Tageslast und Tageserzeugung dargestellt werden. Reine Energiediskussionen sind unsachlich und schaden der Entwicklung der Erneuerbaren Energien.

4 Zusammenfassung

Dieser Beitrag identifiziert notwendige Schritte zur sicheren Integration Regenerative Erzeugung. Er basiert auf der Auswertung der UCTE-Störung vom 4.11.2006.

Einen positiven Beitrag zur Netzsicherheit leisten zum heutigen Zeitpunkt nur Windparks, die auf der Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisen und nach neuesten Anschlussregeln betrieben werden. Ihr Beitrag ist jedoch insgesamt noch begrenzt. Das Verhalten im Zusammenhang mit den Anforderungen der Netzregelung, dem Netzwiederaufbau und der Inselnetzfähigkeit und ist noch nicht ausreichend gegeben.

MS/NS-EEG-Einspeiser, die nach den derzeit gültigen VDEW- bzw. DIN/VDE-Richtlinien am Netz angeschlossen sind, leisten keinen Beitrag zur Netzsicherheit. Umgekehrt hat die UCTE-Störung am 4.11.2006 deutlich gemacht, dass die Netzsicherheit hierbei erheblich verschlechtert wird.

Intelligente Lösungen zum Thema „Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien“ müssen in einem ersten Schritt diesen Sachverhalt anerkennen. Um mittel- bis langfristig das grundsätzliche Potential von Erneuerbaren Energien für eine erhöhte Netzsicherheit nutzbar zu machen, ist eine Reihe von Optimierungs-Schritten notwendig.

1. EEG-Anlagen müssen auf allen Spannungsebenen „Netz-gestaltend“ sein. Dies umfasst Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung sowie die Fähigkeit bei Netzfehlern am Netz zu verbleiben und gemäß üblicher Schutzselektivität behandelt zu werden.
2. Ergänzend zu einem notwendigen Kurzschlussstrombeitrag von EEG-Anlagen, muss in Netzbereichen mit zu geringer Kurzschlussleistung, synchrone Kompensation als Netzdienstleistung zur Verfügung gestellt werden. Dies wird insbesondere in Situationen mit leistungsstarker EEG-Einspeisung notwendig werden.
3. Die Kenntnis der Residualen Last ist nicht ausreichend. Jede EEG-Erzeugung muss getrennt von der Last summiert und in ausreichend kurzen Abständen an die nächstgelegene Leitstelle weitergeleitet, zusammengefasst, prognostiziert und eingesetzt bzw. freigegeben werden können.
4. Die Zunahme von dezentraler Erzeugung auf den MS/NS-Spannungsebenen macht es erforderlich den frequenzgesteuerten Lastabwurf zum Kundenanschluss hin zu verlagern. Hiermit einher geht die Möglichkeit zur Laststeuerung einschließlich Vergleichmäßigung der Lastprofile.
5. Die automatische Netztrennung bzw. Zuschaltung von EEG-Anlagen gemäß VDEW-Richtlinien und DIN VDE 0126 erfordert die Vorgabe eines kurzschlussstarken vorgelagerten Netzes. Dies erschwert den Netzbetrieb in Störsituationen und macht ihn langfristig gar unmöglich. Eine automatische Zuschaltung darf deshalb erst nach Freigabe durch die nächste Leitstelle erfolgen. Auch muss von dort aus eine Abschaltung möglich sein.
6. EEG-Anlagen müssen sich an der Bilanzierung von Wirk- und Blindleistung beteiligen. Dies ist eine Grundvoraussetzung Störsituationen zu handhaben. Hierbei ist ein mehrstufiges Regelkonzept vorstellbar, das die EEG-Vorrangregelung im Sinne einer Sekundärregelung aufrechterhält.

7. Eine deutliche Erhöhung der Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien ergibt sich, wenn leistungsautonome Systeme in Störsituationen im Inselbetrieb verbleiben können.
8. Bei der Vergütung von EEG-Strom sollte berücksichtigt werden, ob es sich nur um „prognostizierbare Leistung“ oder auch um „einsetzbare Leistung“ handelt. Damit ergäbe sich eine EEG-Vergütung gestaffelt nach der Verwendbarkeit von Leistung innerhalb der Kraftwerkseinsatzplanung zur Abdeckung der 24 Stunden-Tageslast. Eine gestaffelte Vergütung, die die Wertigkeit von EEG-Strom nach der gesteuerten Einsetzbarkeit (=zeitgerecht gelieferte Energie) berücksichtigt, würde dann zwingend Lösungen initiieren, die eine Energiespeicherung umfassen.

Zur Umsetzung der genannten Anforderungen sind folgende Schritte notwendig:

1. Aufbau eines Kommunikationsnetzes zur Datenerfassung und Steuerung aller EEG-Anlagen
2. Anpassung der Netzanschlussregeln (VDEW-Richtlinien und der VDE DIN 0126 u. dergl. bzgl. der Zu- und Abschaltung von Erzeugungsanlagen; EON-RL bzgl. Netzregelung und Netzdämpfung).
3. Bereitstellung von Kurzschlussleistung mittels synchroner Kompensation.
4. Einführung eines autarken Netzregelkonzeptes für leistungsautonome Netzbereiche
5. Überarbeitung der Schutzkonzepte sowie der Prinzipien zur Spannungsregelung durchgängig für alle Netzbereiche und Spannungsebenen.
6. Ausbau der regionalen und kommunalen Leitsysteme; Management virtueller Kraftwerke und autonomer Netze.
7. Anpassung des EEG hinsichtlich der Differenzierung von Energie- und Leistungsbereitstellung.