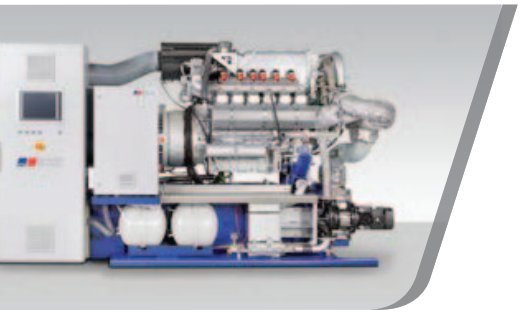
NETZRICHTLINIEN FÜR DIESEL- UND GASAGGREGATE
LÖSUNGEN ZUM EINHALTEN DER NEUEN ANFORDERUNGEN

Die Netzstabilität hat bei der Stromerzeugung oberste Priorität. Energieerzeugungsanlagen, deren Strom ins Netz eingespeist wird, müssen deshalb die definierten Richtlinien erfüllen.



Von
Marcus Mücke
Teamleiter Automation Entwicklung
MTU Onsite Energy GmbH Augsburg

Michael Kreißl
Manager Grid Compliance
MTU Onsite Energy GmbH Augsburg

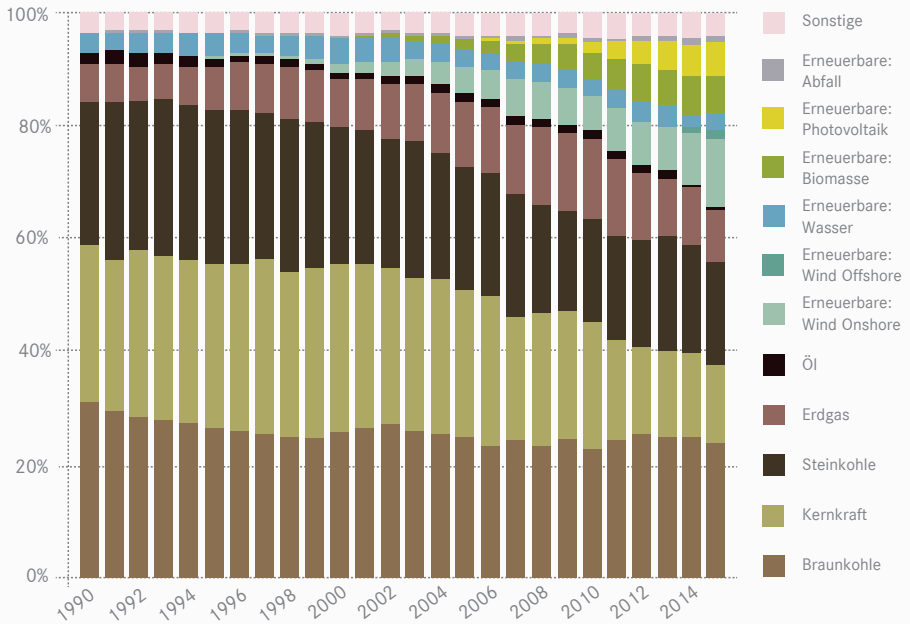
Erneuerbare Energiequellen mit schwankender Leistung, wie z.B. Windkraft und Solarstrom, werden im Vergleich zu konventionellen Energieerzeugern zunehmend wettbewerbsfähiger. Dies hat bereits und wird wieder weiter weltweit zu einem größeren Anteil dieser Energien in den Netzen führen. Damit verbunden ist für die jeweiligen Netzbetreiber die Herausforderung, das Netz stabil zu halten und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Um dieser Verantwortung gerecht zu werden, definieren die Netzbetreiber Anforderungen in Form der sogenannten „Grid Codes“, die von allen Energieerzeugern, die ins Netz einspeisen wollen, erfüllt werden müssen. Gas-Blockheizkraftwerke und Dieselaggregate von MTU Onsite Energy spielen im weltweiten Energie-Mix eine zunehmend wichtige Rolle. Sie sind mit ihrer hohen Effizienz ein wichtiger Bestandteil der Energiewende und sind im Gegensatz zu den Erneuerbaren Energien zu jeder Zeit regelbar und produzieren somit Strom genau dann, wenn er benötigt wird. Des Weiteren erfüllen sie bereits heute die bestehenden Anforderungen für Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise die deutsche Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Herausgeber: BDEW), um Stromnetze im ungestörten wie im gestörten Betrieb zu stützen.

Im Energiesektor hat eine der größten Umwälzungen seit seinen Ursprüngen stattgefunden. Die Welt bewegt sich weg von einer vorwiegend auf fossilen Rohstoffen wie Steinkohle, Braunkohle oder Öl basierenden Energieerzeugung, die mit hohen Kohlendioxidemissionen verbunden ist, hin zu erneuerbaren Energien wie Solarstrom, Windkraft und Wasserkraft. Der Wandel betrifft jedoch nicht nur die schnell wachsende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien. In manchen Ländern gibt es auch Wachstum in der dezentralen Energieerzeugung, wie z.B. mit kleineren Verbrennungsmotoren, zur Steigerung der Effizienz der Energienutzung.

Diese Veränderungen sind beide besonders in Deutschland zu beobachten, nicht nur weil die Investitionen in erneuerbare Energien kostengünstiger und wettbewerbsfähiger werden, sondern vorwiegend, weil das deutsche EEG-Gesetz ab dem Jahr 2000 das Wachstum erneuerbarer Energiequellen durch Subventionierung

WANDEL IN DER ENERGIEERZEUGUNG

Entwicklung der Energieerzeugung in Deutschland von 1990 - 2015[1]



dieser Form der Energieerzeugung förderte. Bis zum Jahr 2000 stellte Wasserkraft die wichtigste erneuerbare Energiequelle dar. Ab dem Jahr 1996 wurde die Windenergie zu einem Faktor und wuchs kontinuierlich bis zum Jahr 2000. Die Bilanz von Stromimport und -export war bis 2004 ausgeglichen. Seit dieser Zeit wuchs die von Deutschland exportierte Strommenge stetig an und erreichte im Jahr 2015 ein Niveau von 50 TWh bei einer Gesamtstromerzeugung von 652 TWh.

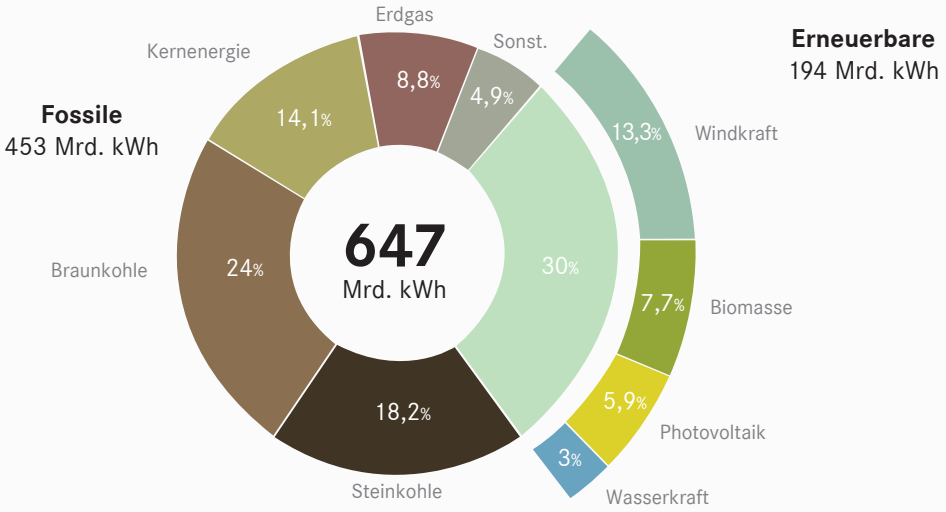
Die erneuerbaren Energien erreichten im Jahr 2015 einen Anteil von 30 Prozent an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Mit 13,3 Prozent hatte die Windenergie daran den größten Anteil, gefolgt von Biomasse mit 7,7 Prozent und Solarstrom mit 5,9 Prozent. Wasserkraft erreichte nur drei Prozent. Mit Blick auf das aktuelle EEG und das Wachstum der erneuerbaren Energien in den letzten beiden Jahren wird der Anteil der Windkraft weiterhin stark wachsen.

Neu installiert wurden Windkraftanlagen in der Größenordnung von 4,3 GW im Jahr 2014 und etwa 3,6 GW im Jahr 2015. Die besten Jahre der Solarenergie sind bereits vorüber. Von 7-8 GW zusätzlich installierter Leistung im Zeitraum von 2010 bis 2012 fiel das Wachstum auf nur 1,9 GW bzw. 1,5 GW in den letzten beiden Jahren.

Das Wachstum der erneuerbaren Energien wird sich fortsetzen. Ein Grund dafür wird eine bessere Wettbewerbsfähigkeit aufgrund von sinkenden Kosten sein, aber auch der politische Wille, eine grünere Energieerzeugung zu realisieren. Deutschland strebt einen Anteil von 35 Prozent für die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 an. Angesichts des erreichten Niveaus von 30 Prozent im Jahr 2015 kann dieses Ziel sogar früher als geplant erreicht werden. Die nächsten Schritte sind mindestens 40 Prozent bis 2030, 55 Prozent bis 2040 und 80 Prozent bis 2050. Deutschland ist jedoch nicht alleine auf diesem Weg. Im März 2007 beschloss der Rat der Europäischen Union, einen Anteil von 20 Prozent erneuerbare Energien am Gesamtenergieverbrauch (Strom, Wärme, Mobilität) bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Mit der europäischen Richtlinie 2009/28/EG wurde dieses allgemeine Ziel durch Vorgaben auf nationaler Ebene konkretisiert. Früher erbrachten die großen konventionellen Kraftwerke sämtliche Systemdienstleistungen, die notwendig waren, um die Netzstabilität auf einem sehr hohen Niveau zu halten. In der Vergangenheit, als der Anteil der erneuerbaren Energien im Netz und bei den dezentralen Energieerzeugern noch niedrig war, galt als Hauptregel für diese, dass sie bei einer Störung innerhalb kürzester Zeit abschalten mussten (vgl. VDEW, Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz). Wenn jedoch der größte Teil der erzeugten Energie aus erneuerbaren Energiequellen stammt und diese bei einer Netzstörung abgeschaltet werden, wird dies zu einem vollständigen Netzzusammenbruch führen, da das UCTE-Verbundnetz nur einen Leistungsabfall von 3 GW ausgleichen kann. Deshalb müssen Energieerzeuger mit erneuerbaren und dezentralen Energiequellen in derselben Weise wie die großen konventionellen Kraftwerke auch Systemdienstleistungen für das Netz erbringen. Seit 2009 gilt diese Anforderung in der deutschen Technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Herausgeber: BDEW; im folgenden Text: BDEW-Richtlinie)

DER STROMMIX IN DEUTSCHLAND 2015

Anteil der Energieträger an der Bruttostromversorgung, Erneuerbare 30%[2]



Daten: BDEW Prognose für 2015, Stand: 21.12.2015

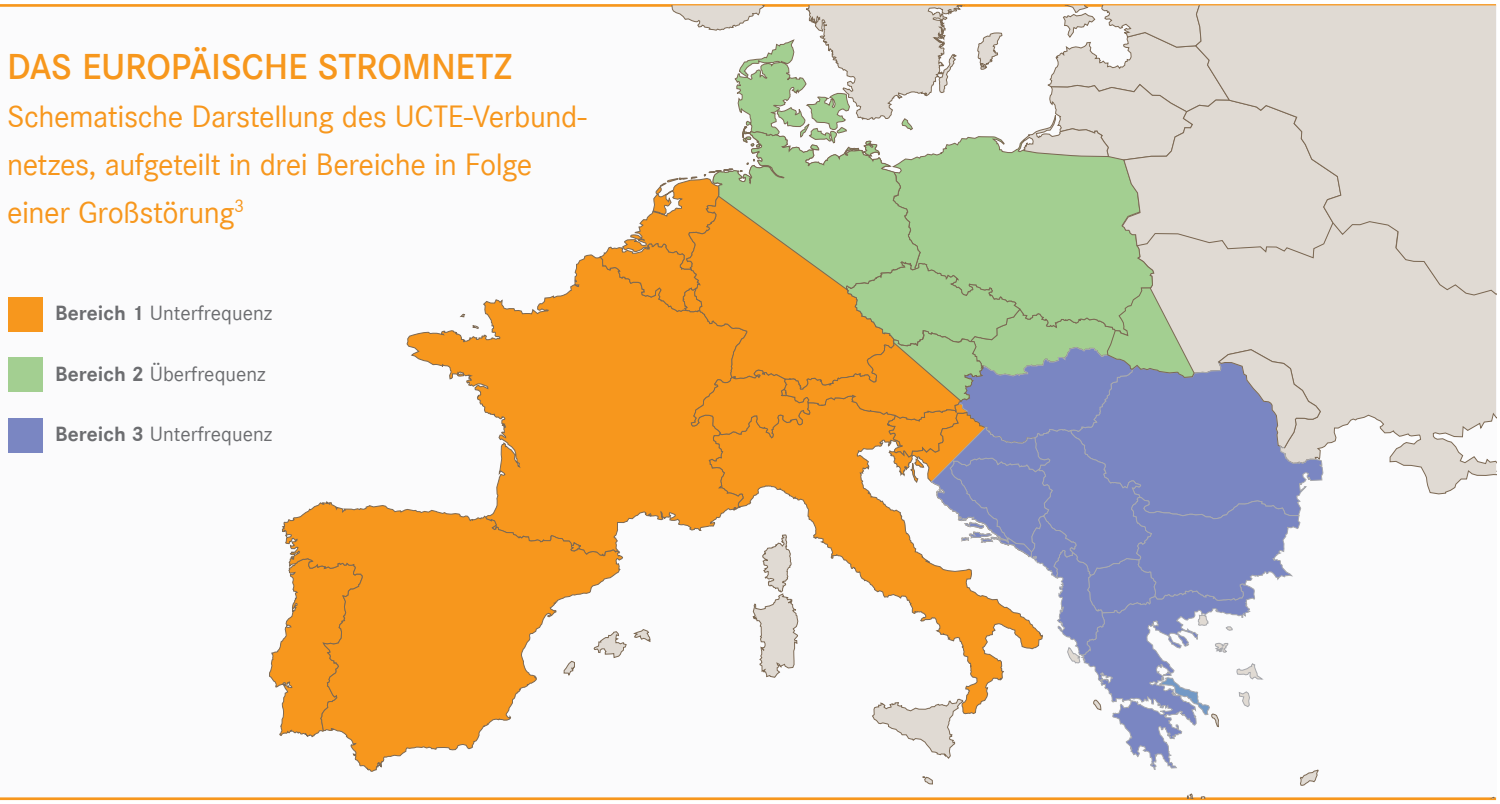
In anderen Ländern gelten ebenfalls bereits nationale Richtlinien zur Gewährleistung der Netzstabilität, z.B. CEI 016 in Italien oder G59 in Großbritannien. Zur Harmonisierung der regional geltenden Anforderungen auf europäischer Ebene wurde die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommision vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Branchenterminus „Network Code Requirements for Generators“ (NC RfG)) erlassen. Der NC RfG legt einen Anforderungsrahmen für die Einführung von nationalen Richtlinien fest.

NETZRICHTLINIEN

Der Hauptzweck von Netzrichtlinien besteht darin, Regeln für die Erbringung von Systemdienstleistungen durch alle Energieerzeuger zu definieren, einschließlich erneuerbarer und dezentraler Erzeugungseinheiten. Die Anforderungen

DAS EUROPÄISCHE STROMNETZ

Schematische Darstellung des UCTE-Verbundnetzes, aufgeteilt in drei Bereiche in Folge einer Großstörung[3]



dieser Netzrichtlinien können grob in vier Gruppen unterteilt werden:

- Spannungsqualität
  - Oberschwingungen / Zwischenharmonische/Flicker
  - Schaltvorgänge
- Statische Spannungshaltung
  - Frequenz- und Wirkleistungsregelung
  - Spannungs- und Blindleistungsregelung
- Dynamische Netzstützung
- Nachweis der Konformität zu den Richtlinien.

SPANNUNGSQUALITÄT

Mit der Zunahme vielfältiger Typen von Leistungselektroniken wurde es notwendig, Grenzen zu definieren, um die Netzrückwirkung der erneuerbaren und dezentralen Erzeugungsanlagen in einem akzeptablen Bereich zu halten. Spannungsqualität ist keine Systemdienstleistung. Dieser Teil der Regelungen bezieht sich vorwiegend auf die Leistungselektronik von Stromrichtern von Windturbinen und Solarparks.
Zu den Anforderungen der Netzrichtlinien gehören Regelungen für Oberschwingungen, Flicker und Schaltvorgänge. Diese Themen sind unkritisch für Aggregate, da diese in der Regel mit einem direkt gekoppelten Synchrongenerator ausgestattet sind. Der NC RfG führt keine Anforderungen an die Spannungsqualität auf, jedoch werden diese Anforderungen in der Regel in nationale Richtlinien aufgenommen.

STATISCHE SPANNUNGSHALTUNG

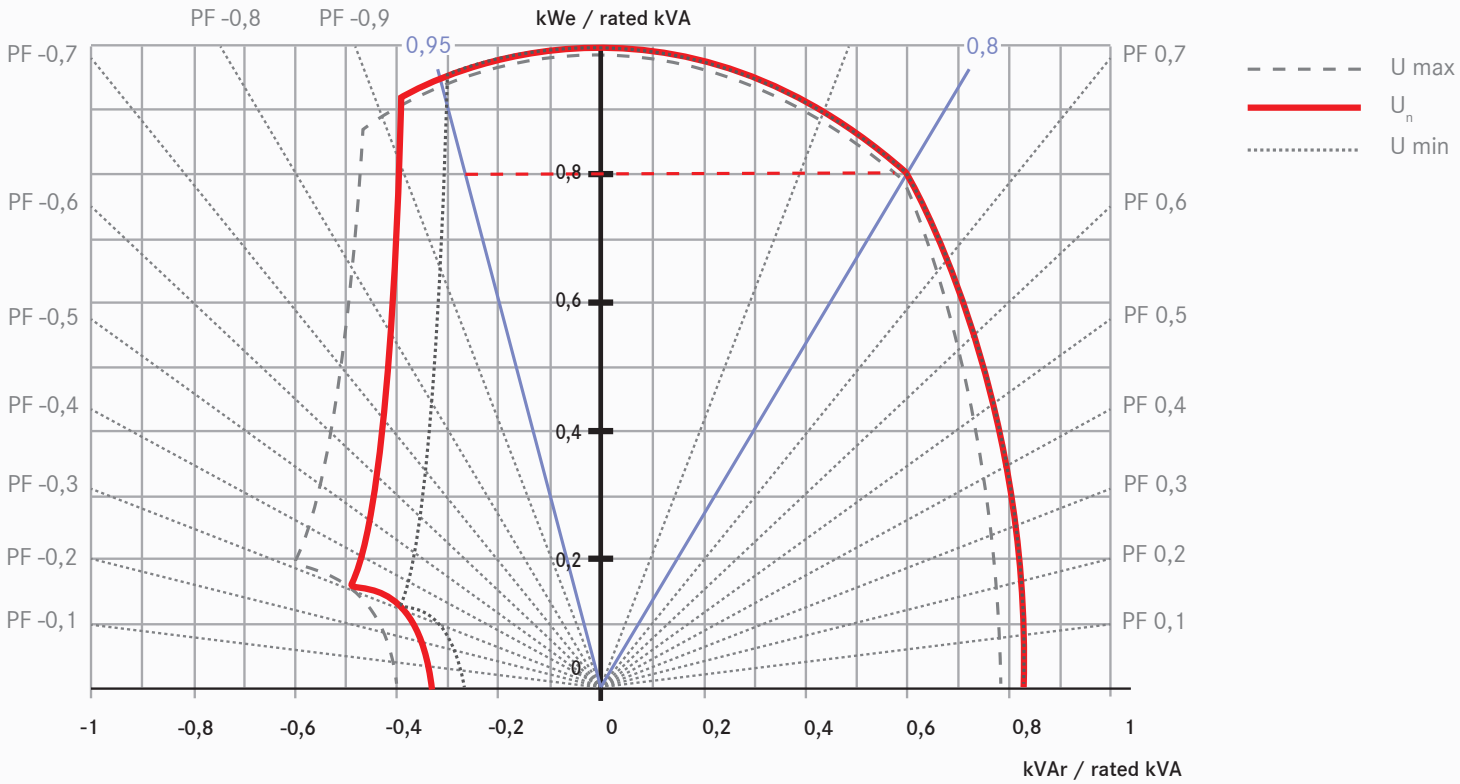
Dieser Teil beschreibt das Verhalten bei normalem Netzbetrieb zur Stabilisierung des Netzes. Frequenz- und Spannungsstabilität sind wichtige Faktoren im normalen Netzbetrieb. Ein weiterer Faktor ist die Blindleistung, welche die Spannungsstabilität wesentlich beeinflusst. Durch Einspeisung von Blindleistung können dezentrale Erzeugungseinheiten die Spannung an den Verknüpfungspunkt anpassen.

// FREQUENZ UND WIRKLEISTUNG

In der Vergangenheit durften Aggregate in Deutschland und vielen anderen Ländern vom Netz genommen werden, wenn die Frequenz innerhalb von nur sehr geringen Grenzen abwich (z.B. 49,00 Hz und 51,00 Hz), was bei Normalbetrieb kein Problem darstellt. Im UCTE-Verbundnetz wird die Frequenz durch Primärregelung im Bereich von +/- 200 mHz angepasst. Kritisch wird es, wenn es darum geht, das Netz bei einer Störung aufrechtzuerhalten. Eine solche Situation trat im November 2006 auf, als das europäische Stromnetz in drei verschiedene Frequenzbereiche aufgeteilt wurde.

Zu diesem Zeitpunkt wurde extrem viel Windenergie im Norden von Deutschland erzeugt, und vor dem Störfall trat ein Stromfluss von 10 GW von Nord nach Süd auf. Nach der Trennung führte dies zu einem Bereich mit zu hoher

P-Q-DIAGRAMM EINES SYNCHRONGENERATORS



Energieerzeugung und Überfrequenz und zu zwei Bereichen mit geringerer Energieerzeugung und Unterfrequenz.

Ohne eine Anpassung der Frequenzanforderungen für erneuerbare und dezentrale Erzeugungsanlagen wäre die oben beschriebene Situation zum heutigen Zeitpunkt noch gefährlicher und nicht mehr beherrschbar. Mit den früher festgelegten Frequenzgrenzwerte würden sämtliche erneuerbaren und dezentralen Erzeugungsanlagen in einem Bereich gleichzeitig abschalten. Fiele ein großer Teil der Energieerzeugung gleichzeitig weg, käme es zu einem Netzzusammenbruch in diesem Bereich. Um einen solchen plötzlichen Netzzusammenbruch zu vermeiden, wurden in den Netzrichtlinien Regeln für die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen entwickelt. Zunächst wurden die Frequenzbereiche erweitert, in der Regel auf den Bereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz. Zum Zweiten wurden Sonderfunktionen bei Überfrequenz (LFSM-O) und Unterfrequenz (LFSM-U) eingeführt.

Die allgemeinen Anforderungen im NC RfG schreiben verschiedene Frequenzbereiche zwischen 47,0 Hz und 51,5 Hz für verschiedene Bereiche in Europa vor (Kontinentaleuropa, Skandinavien, Großbritannien, Irland und Nordirland sowie Baltikum).

Eine weitere Anforderung ist die Betriebsart LFSM-O. Wenn ein bestimmter Frequenzgrenzwert erreicht wird (zwischen 50,2 Hz und 50,5 Hz), muss der Energieerzeuger seine reale Wirkleistung gemäß einer Statik senken, um einen weiteren Anstieg der Frequenz über den Grenzwert hinaus zu vermeiden. Die Statik muss zwischen zwei und zwölf Prozent einstellbar sein.

Die Betriebsart LFSM-U ist im NC RfG nur für größere Erzeugungsmodule vorgeschrieben (Typ C und D). In diesem Fall muss die Erzeugungseinheit die Leistung steigern, wenn die Frequenz unter einen bestimmten Grenzwert fällt, und wenn die Erzeugungseinheit technisch dazu in der Lage ist.

// SPANNUNG UND BLINDLEISTUNG

Mit zunehmender Energieerzeugung aus erneuerbaren und dezentralen Energiequellen hat sich die Richtung des Stromflusses geändert. Früher floss die Energie aus dem Übertragungsnetz in das Verteilungsnetz und dann zum Verbraucher. Das Spannungsgefälle war definiert, und die konventionellen Kraftwerke konnten die Spannung und die Blindleistung regeln. Heute werden viele konventionelle Kraftwerke stillgelegt, und ein beträchtlicher Teil der Energieerzeugung findet im Verteilungsnetz und Niederspannungsnetz statt. Es gibt daher kein definiertes Spannungsgefälle mehr, und eine dezentrale Erzeugungsanlage kann die Spannung an ihrem Verknüpfungspunkt wesentlich beeinflussen. Wenn es keine Regeln für die Spannungsregelung oder die Einspeisung von Blindleistung gibt, könnte dies in manchen Bereichen des Netzes zu unzulässigen Werten führen.

In der Vergangenheit waren die konventionellen Kraftwerke auch für die Einspeisung der Blindleistung verantwortlich. Heute müssen die erneuerbaren und dezentralen Erzeugungsanlagen die Blindleistung der stillgelegten großen Kraftwerke liefern.

Die Blindleistung ist ein hoch effizientes Mittel zur Anpassung der Spannung. Wenn sich ein Synchrongenerator im untererregten Zustand befindet, senkt er die Spannung am Verknüpfungspunkt. Wenn sich ein Synchrongenerator im übererregten Zustand befindet, kann er die Spannung am Verknüpfungspunkt anheben. Durch die Entwicklung von intelligenten Verfahren für die Regelung von Spannung und Blindleistung ist es auch möglich, weitere zusätzliche Investitionen in die Netze zu vermeiden. Durch diese Verfahren ist es sogar möglich, mehr dezentrale Erzeuger an einen Anschlusspunkt in bestehenden Netzen anzubinden, als es ohne ein Blindleistungsmanagment möglich wäre. Der NC RfG definiert die Blindleistungsfähigkeit für Einheiten mit Synchrongeneratoren des Typs B nicht. In diesem Fall kann der Netzbetreiber der Erzeugungseinheit des Synchrongenerators festlegen (NC RfG Artikel 17/1 b).
Die BDEW-Richtlinie umreißt vier verschiedene Methoden zur Regelung der Blindleistung:

1) einen festen Verschiebungsfaktor cosϕ oder
2) einen Verschiebungsfaktor cosϕ (P) oder
3) eine feste Blindleistung in MVar oder
4) eine Blindleistungs-/Spannungs-kennlinie Q(U)

In der BDEW-Richtlinie wird derzeit die Anforderung an die Blindleistungsfähigkeit in einem Bereich von 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt definiert. Netzbetreiber wollen jedoch diesen Bereich auf 0,90 untererregt bis 0,90 übererregt erweitern. Insbesondere der Wert 0,90 untererregt bei Unterspannung stellt eine große Herausforderung für Synchronmaschinen dar und ist in der Regel mit einer Überdimensionierung der Generatoren verbunden, was höhere Installationskosten und eine geringere Effizienz zur Folge hat.

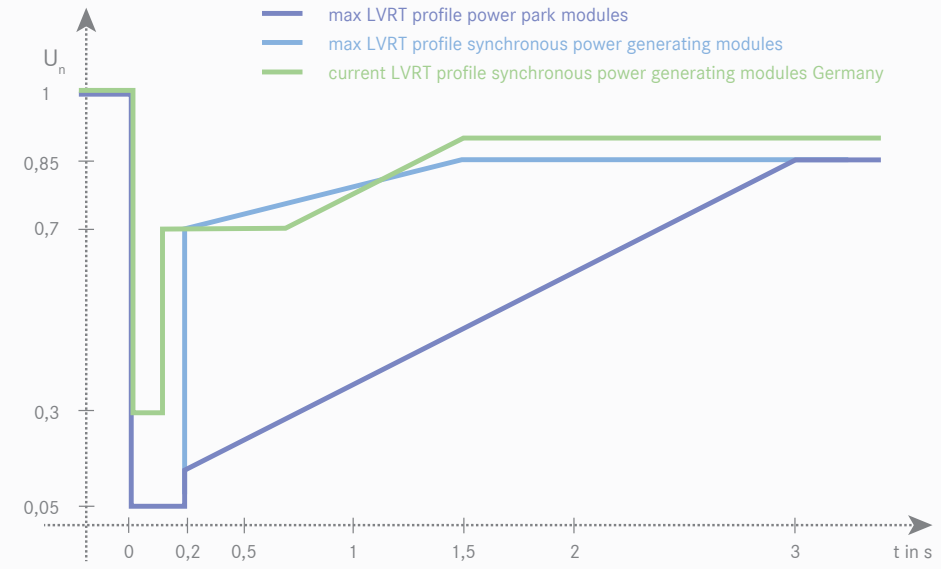
In der BDEW-Richtlinie ist der normale Betriebsspannungsbereich für ein Generatoraggregat mit 0,9 U_n bis 1,10 U_n definiert. Im NC RfG gibt es keine Festlegung für den Betriebsspannungsbereich für Erzeugungseinheiten des Typs B.

DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

Die Anforderung für die dynamische Netzstützung ist, plötzliche Spannungseinbrüche im Europäischen Verbundnetz zu überstehen.. Die Generatoren müssen Netzstörungen kontrolliert durchfahren und das Netz mit Blindleistung stützen, um die Spannung aufrechtzuerhalten. Die dynamische Netzstützung bei einem Spannungseinbruch wird als “Low-Voltage Ride-Through” (LVRT) bezeichnet.

In den meisten Fällen liegt der Grund für einen solchen Spannungseinbruch in Maßnahmen zur Störungsbehebung im Übertragungsnetz. Bei einem Kurzschluss im Übertragungsnetz wird der betroffene Netzbereich innerhalb von wenigen Hundert Millisekunden getrennt. Solange der Kurzschluss noch im Netz ist, fällt

LVRT-KURVEN[4,5]



(sinkt) die Spannung im Übertragungs- und Verteilungsnetz. In der Vergangenheit wurden in einem solchen Fall alle erneuerbaren und dezentralen Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt. Beim heutigen Energiemix ist dieses Verhalten nicht mehr tragbar, da zu wenig konventionelle Kraftwerke vorhanden sind. Während einer derartigen Störung müssen die Erzeugungsanlagen Blindleistung einspeisen, um einen Kurzschlussstrom zu liefern. Ohne diesen Kurzschlussstrom wird eine schnelle Fehlerklärung nicht gewährleistet. Die Blindleistung wird für ein koordiniertes Auslösen der Schutzeinrichtung benötigt. Außerdem wird die Blindleistung um bei einer Störung die Netzspannung aufrechtzuerhalten und so zu vermeiden, dass sich weitere Kraftwerke abschalten. In Deutschland besteht das Ziel darin, das Übertragungsnetz und damit das europäische Netz zu schützen. Ein möglicher teilweiser Zusammenbruch des Verteilungsnetzes kann nicht immer verhindert werden.

Die dynamische Netzstützung stellt bei Aggregaten mit Synchrongeneratoren eine große Herausforderung dar. Bei einem geringfügigen Spannungseinbruch (z.B. bis auf 70 Prozent U_n) kann die volle mechanische Leistung der Antriebsmaschine ins Netz übertragen werden. Bricht in diesem Fall die Spannung ein, führt dies zu einem proportionalen Anstieg des Stromes. Bei einem größeren Spannungseinbruch kann die elektrische Leistung jedoch nicht mehr ins Netz übertragen werden. Fällt die Spannung auf 30 Prozent der Netzspannung, fällt auch die elektrische Leistung auf etwa 30 Prozent der ursprünglichen Leistung. Im ersten Moment des Netzfehlers liefert der Motor dasselbe Drehmoment wie vor der Störung. Die Reaktionszeit des Motors hängt vom Gasvolumen zwischen der Drosselklappe und dem Einlassventil sowie der Reaktionszeit des Motorsteuergeräts ab. Je nach Motorgröße sind Zeiten von über 100 ms realistisch. Bleibt das Drehmoment konstant, und sinkt die Wirkleistung, so steigt die Motordrehzahl. In dem Moment, in dem sich die Spannung erholt, ist der Generator untererregt, der Polradwinkel steigt, ist der Generator untererregt, der Lastwinkel steigt und kann die dynamische Stabilitätsgrenze des Synchrongenerators erreichen. Ein mögliches Ergebnis könnte ein Polschlupf sein, der eine mechanische Beschädigung des Synchrongenerators zur Folge haben könnte. Die Situation ist umso kritischer, je schwächer die elektrische Kopplung ist, je schneller die Drehzahl ansteigt und je länger die Störung dauert. Am kritischsten ist ein Spannungseinbruch bis auf 0 Prozent der Nennspannung. In diesem Fall besteht keine Kopplung mehr mit dem Netz und die Drehzahl steigt dann sehr schnell an.

Eine übliche Darstellungsweise für eine LVRT-Anforderung ist eine Darstellung der Unterspannungsgrenze am Netzanschlusspunkt über ein Spannungs-/Zeit-Profil. Der NC RfG definiert nur einen Rahmen für diese Anforderung. Jeder Mitgliedsstaat kann diese Kennlinie im NC RfG definierten Rahmen festlegen, um diese Anforderung zu erfüllen. Die aktuelle deutsche Regelung für Aggregate mit Synchrongeneratoren hat nicht die maximalen Anforderungen des Rahmens des NC RfG ausgenutzt.

Mit Stromrichtertechnologien ist es einfacher, plötzliche Spannungseinbrüche durchzufahren, da sie nicht direkt ans Netz gekoppelt sind und dadurch keine Gefahr eines Polschlupfes besteht. Aus diesem Grund sind in vielen Ländern die LVRT-Kurven für Stromrichter tiefer und breiter als die für Synchrongeneratoren definiert. Der große Vorteil von Synchrongeneratoren gegenüber Wechselrichtern besteht in der Bereitstellung eines extrem hohen Blindstroms während des Fehlers. Stromrichter können keinen solch hohen Kurzschlussstrom liefern. Im Gegensatz zu anderen Richtlinien wird dies im NC RfG berücksichtigt. Dort gibt es verschiedene Grenzkurven für beide Technologien. Dies gilt auch für die BDEW-Richtlinie.

Mit dem NC RfG wird die Trennung der FRT-Anforderungen zwischen Erzeugungseinheiten mit Synchronmaschinen und Wechselrichtern auch in anderen europäischen Regelungen zum Standard werden.

EINHALTUNG DER NETZANSCHLUSS-RICHTLINIE DURCH MTU-LÖSUNGEN

Wenn eine Netzanschlussrichtlinie in Kraft ist, muss der Anlagenbetreiber deren Einhaltung nachweisen. Dieses Verfahren ist von Land zu Land unterschiedlich. Mögliche Anforderungen für das Verfahren sind: Herstellererklärungen, Anlagenbetreibererklärungen, Einheitenprüfung durch den Hersteller, Anlagenprüfung, Modelle für statische und/oder dynamische Vorgänge sowie Studien über ein statisches und/oder dynamisches Verhalten am Netzanschlusspunkt. Möglicherweise ist die Einhaltung der Richtlinie entweder teilweise oder auch vollständig durch Zertifikate zu bestätigen, welche von einer zugelassenen Zertifizierungsstelle auszustellen sind.

Der Nachweis der Einhaltung des NC RfG erfordert ein Nachweisdokument des Betreibers der Erzeugungsanlage an den betreffenden Netzbetreiber. Bei Erzeugungseinheiten des Typs B und C muss ein Nachweisdokument beim Netzbetreiber vorgelegt werden, welches die Konformität mit der Richtlinie umfasst. Das Format des Nachweisdokuments sowie die darin vorgesehenen Angaben sind vom Netzbetreiber festzulegen.

Der Netzbetreiber kann folgende Angaben im Nachweisdokument verlangen:

- Nachweis einer Vereinbarung über die Schutz- und Regelungseinstellungen
- Eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung
- Detaillierte technische Daten
- Einheiten- bzw. Anlagen-Zertifikate, ausgestellt von einer zugelassenen Zertifizierungsstelle
- Prüfprotokolle zum Nachweis der kontinuierlichen und dynamischen Leistung
- Studien zum Nachweis des statischen und dynamischen Verhaltens
- Simulationsmodelle (nur bei Typ C)

In Deutschland wurde in den letzten Jahren gemäß der BDEW-Richtlinie ein mehrstufiger Ansatz eingeführt. Im ersten Schritt muss sich der Hersteller von Erzeugungeinheiten einem Zertifizierungsverfahren unterziehen. Zu diesem Zweck wird eine

Erzeugungseinheit von einem unabhängigen Prüfinstitut gemäß der Technischen Regel 3 der „Fördergesellschaft Wind und andere erneuerbare Energien“ (FGW) geprüft.

Auf der Grundlage dieser Prüfung und eines Simulationsmodells des Herstellers prüft eine unabhängige Zertifizierungsstelle, ob das Erzeugungseinheit die Anforderungen der BDEW-Richtlinie erfüllt. Trifft dies zu, wird ein Einheiten-Zertifikat gemäß der Technischen Regel 8 des FGW ausgestellt.

Für jede Erzeugungsanlage ist in der Planungsphase ein zweites Zertifikat – das Anlagen-Zertifikat – erforderlich. Auf der Grundlage des Einheiten-Zertifikats der gewählten Erzeugungseinheiten und der Daten des zusätzlichen Umfangs – wie z.B. Transformatoren, Mittelspannungskabel und zusätzliche Schutzeinrichtungen – prüft eine Zertifizierungsgesellschaft, ob die gesamte Anlage die Anforderungen erfüllt.

Nach der Errichtung und Inbetriebnahme muss dem betreffenden Netzbetreiber eine Konformitätserklärung vorgelegt werden, die bestätigt, dass die Erzeugungsanlage wie im Anlagen-Zertifikat beschrieben gebaut wurde und auch betrieben werden wird. Es ist interessant, wie das Thema der Einhaltung der Anforderungen im Rahmen des NC RfG europaweit gehandhabt wird, insbesondere aufgrund des großen Leistungsbereichs von Erzeugungseinheiten des Typs B von 1 bis 50 MW. Was bei einer Erzeugungseinheit von 50 MW wirtschaftlich machbar ist, ist möglicherweise bei einem Erzeugungsmodul von 1 MW nicht möglich.

Mit zertifizierten Gas-Blockheizkraftwerken von 0,1 bis 2,5 MW und Dieselaggregaten von 0,6 bis 3,2 MW gemäß der deutschen BDEW-Richtlinie hat MTU Onsite Energy unter Beweis gestellt, dass die Firma in der Lage ist, Produkte gemäß den neuen Anforderungen zu liefern. Als einer der führenden Hersteller hat MTU sich aktiv am Prozess zur Entwicklung der deutschen Netzrichtlinie beteiligt. Mit diesem Know-how kann MTU auch Kunden in anderen europäischen Ländern darin unterstützen, die Anforderungen ihrer nationalen Netzanschlussrichtlinien auf der Basis des NC RfG zu erfüllen.

ZUKUNFT UND PERSPEKTIVE

Erneuerbare Energiequellen mit schwankender Leistung, wie z.B. Windkraft und Solarstrom, werden im Vergleich zu konventionellen Energieerzeugern zunehmend wettbewerbsfähiger. Dies wird weltweit zu einem größeren Anteil dieser Energien in den Netzen führen. Deshalb müssen alle Netze, die einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien aufweisen, sich weiterentwickeln, und sie müssen Regelungen schaffen, um das Netz stabil zu halten und die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau zu gewährleisten.

Solche neuen Regelungen gelten bereits in verschiedenen Ländern. Auch die europäische Union hat den Handlungsbedarf erkannt. Die europäische Regelung NC RfG (Network Code Requirements for Generators) wurde im Amtsblatt der EG am 27. April 2016 veröffentlicht. Diese Regelung definiert nicht nur Regeln für erneuerbare Energien, sondern auch für andere Arten der Energieerzeugung wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Anwendungen auf der Basis von Dieselaggregaten mit Kolbenmotoren. Leider definiert die europäische Regelung NC RfG nur Grundsätze für neue Richtlinien. Es ist jedoch unumgänglich, dass alle im NC RfG noch nicht geregelten Themen auf nationaler Ebene im Detail definiert werden. Es werden nationale Regelungen entstehen, die von Land zu Land unterschiedlich sind. Deshalb müssen die Hersteller von Aggregaten auf der Basis von Kolbenmotoren diese nationalen Prozesse sorgfältig begleiten, so dass sie in der Lage sind, ihre Produkte an unterschiedliche Anforderungen anzupassen. Von besonderem Interesse dabei ist, welcher Weg für den Nachweis der Einhaltung der nationalen Regelungen definiert wird. In Deutschland besteht ein ziemlich komplexes, jedoch eingeführtes Zertifizierungsverfahren. Zunächst wird das Aggregat von einem unabhängigen Prüfinstitut geprüft, und anschließend überprüft eine unabhängige Zertifizierungsgesellschaft die Einhaltung der Anforderungen. Wenn in weiteren europäischen Ländern ähnliche Verfahren eingeführt werden, steigt der Aufwand für die Lieferung von konformen Produkten in verschiedene Länder mit unterschiedlichen nationalen Regelungen.

Für die weitere Entwicklung von Lösungen auf der Basis von Kolbenmotoren wird die Einhaltung der Netzrichtlinien ein ebenso wichtiges Entwicklungsziel darstellen wie die Steigerung des Wirkungsgrads und die Erfüllung von Emissionsvorschriften.

Aber es lohnt sich auf jeden Fall! Aggregate mit Kolbenmotoren sind ein wichtiger Faktor für den Erfolg des Wandels in unserer Energieinfrastruktur hin zu einem System mit niedrigeren CO_2-Emissionen und dennoch hoher Versorgungssicherheit. Diese Lösungen bieten Stabilität für das Netz, bringen einen Beitrag zur Kurzschlussleistung, sind flexibel und regelbar, steigern den Wirkungsgrad bei der Nutzung von Strom und Wärme und passen zu zukünftigen Technologien wie elektrische Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) und Gaserzeugung durch elektrischen Strom (Power-to-Gas).

QUELLEN

[1] BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2015 [Stand 26.01.2016]

[2] Strom Report, http://strom-report.de/strom-vergleich/#stromerzeugung-2015 [Stand 15.06.2016]

[3] European Network of Transmission System Operators for Electricity, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf [Stand 15.06.2016]

[4] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Herausgeber: BDEW)

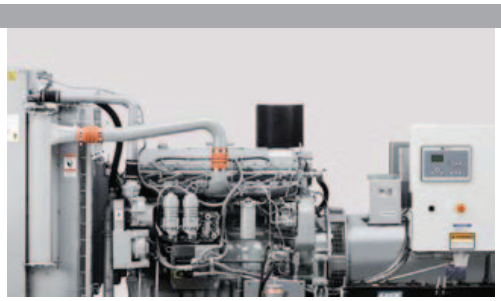
[5] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Branchenterminus „Network Code Requirements for Generators“ (NC RfG))

LITERATURVERZEICHNIS

- **BMWi**, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)
- **European Network of Transmission System Operators for Electricity**, Final Report System Disturbance 4. November 2006
- **European Network of Transmission System Operators for Electricity**, http://networkcodes.entsoe.eu/
- **FNN**, EU Grid Codes – Stand nationale Umsetzung
- **Fördergesellschaft Wind und andere erneuerbare Energien**, Technische Regel 3 „Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz“
- **Fördergesellschaft Wind und andere erneuerbare Energien**, Technische Regel 8 „Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz“
- **Roadmap dena**, Studie Systemdienstleistungen 2030
- **VDEW**, Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

MTU Onsite Energy
A Rolls-Royce Power Systems Company

www.mtuonsiteenergy.com



MTU Onsite Energy ist eine Marke der Rolls-Royce Power Systems AG. Das Portfolio von MTU Onsite Energy umfasst Systemlösungen zur Energieversorgung auf Basis von Diesel- und Gasmotoren: von Anlagen für Notstrom-, Grund- und Spitzenlastversorgung bis hin zu leistungsfähigen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Stromerzeugungsanlagen von MTU Onsite Energy basieren auf Dieselmotoren mit Leistungen bis 3.250 Kilowatt elektrisch sowie Gasmotoren bis 2.530 Kilowatt.