

Q-Dynamik: Blindleistungsstellgeschwindigkeiten im Verteilnetz

Robin Grab¹, Johannes Rauch², Rebekka Götz², Oliver Brückl²,
Stefan Eichner¹, Bernd Engel³

¹Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

²Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg

³elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, TU Braunschweig

¹Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

Tel.: 0761-4588 2084

E-Mail: robin.grab@ise.fraunhofer.de

Internet: <http://www.ise.fraunhofer.de>

Neue Blindleistungsquellen im Verteilnetz

Mit der Energiewende geht eine starke Dezentralisierung der Energieeinspeisung einher. So sind in Deutschland des Jahres 2020 rund 31.000 Windenergieanlagen (WEA) in Betrieb [1], während bei der Solarenergie vor kurzem die zweimillionste Photovoltaik-Anlage (PVA) installiert wurde [2]. Fast alle diese dezentralen Energieressourcen (DER) sind nach den Einspeiserichtlinien der Vergangenheit (siehe z.B. [3]) und der Gegenwart [4] in der Lage, Blindleistung bereitzustellen, um die Spannung im Netz zu regeln und zum Blindleistungsausgleich beizutragen. Weitere potentielle dezentrale Blindleistungsquellen wie Blockheizkraftwerke, Kompensationsanlagen und perspektivisch sogar Verbraucher und Speicher sind im Verteilnetz zu finden. Durch den stetigen Rückbau konventioneller Großkraftwerke, welche dem Übertragungsnetz bisher als Blindleistungsquellen zur Verfügung standen, bedarf es einer Untersuchung mit der Fragestellung, in welchem Maß die neue Erzeugungslandschaft auch in diesem Feld als Ersatz dienen kann.

Ein mögliches Hindernis für einen breitangelegten Einsatz von DER zu Zwecken des spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsmanagements ist mangelndes Wissen über die Regeldynamik dieser verteilten Blindleistungsquellen. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die DER aktiv für Blindleistungsausgleich oder statische Spannungsregelung einsetzen, geben in der Regel ihre Blindleistungsanforderungen in kleineren Stufen mit erheblichen Latenzzeiten zwischen zwei Schritten weiter. Befürchtet wird, dass schnellere Sprünge in der Blindleistungsvorgabe zu instabilen Betriebszuständen oder anderweitigen Fehlfunktionen im Netz führen können. Eine genauere Kenntnis der dynamischen Fähigkeiten vorhandener Blindleistungsquellen sowie der Auswirkungen auf die Netzstabilität und den Netzschutz könnte dazu beitragen, die Geschwindigkeit der Blindleistungsbereitstellung zu optimieren und somit temporäre Spannungsschwankungen und -verluste zu minimieren und die Spannungsstabilität insgesamt zu verbessern. Durch eine entsprechende Regelungs- und Einsatzstrategie kann ein optimales Zusammenspiel der verschiedenen Technologien zur Deckung der Blindleistungsbedarfe für unterschiedliche Zeitbereiche erzielt werden. Hierfür ist eine genaue Kenntnis der Blindleistungsstellgeschwindigkeiten und des dynamischen Regelverhaltens erforderlich.

Dieser Beitrag stellt dazu Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „Q-Integral“ [5] vor. Um die relevanten Zeitkonstanten der Blindleistungsbereitstellung vollständig aufzuführen, werden zunächst typische Kommunikationszeiten für die Übermittlung von Sollwerten diskutiert. Anschließend werden Untersuchungen zu theoretischen und praktischen Reaktionszeiten verschiedener Blindleistungsquellen vorgestellt. Dafür werden verschiedene Technologien wie Umrichter für PVA, Batteriespeicher und WEA sowie Synchrongeneratoren, die bei thermischen Kraftwerken die dominierende Technologie sind, betrachtet. Abschließend werden diese Werte mit realen Blindleistungsstellgeschwindigkeiten von ausgedehnten Wind- und Solarkraftwerken verglichen.

Zeitkonstanten bei der Blindleistungsbereitstellung

Grundsätzlich besteht eine Verzögerung zwischen der Aussendung eines Signals aus der Netzleitstelle (NLS) und der Realisierung eines veränderten Blindleistungswerts am Netzverknüpfungspunkt (NVP) der Blindleistungsquelle. Diese Verzögerung kann verschiedenen Ursachen zugeordnet werden. Abbildung 1 zeigt im oberen Bereich die Reaktionskette, die durch das Setzen eines veränderten Blindleistungsstellwerts in der NLS ausgelöst wird. Der untere Bereich der Abbildung stellt parallel dazu den qualitativen Verlauf des Blindleistungswerts am NVP einer Blindleistungsquelle während einer Sollwertänderung dar.

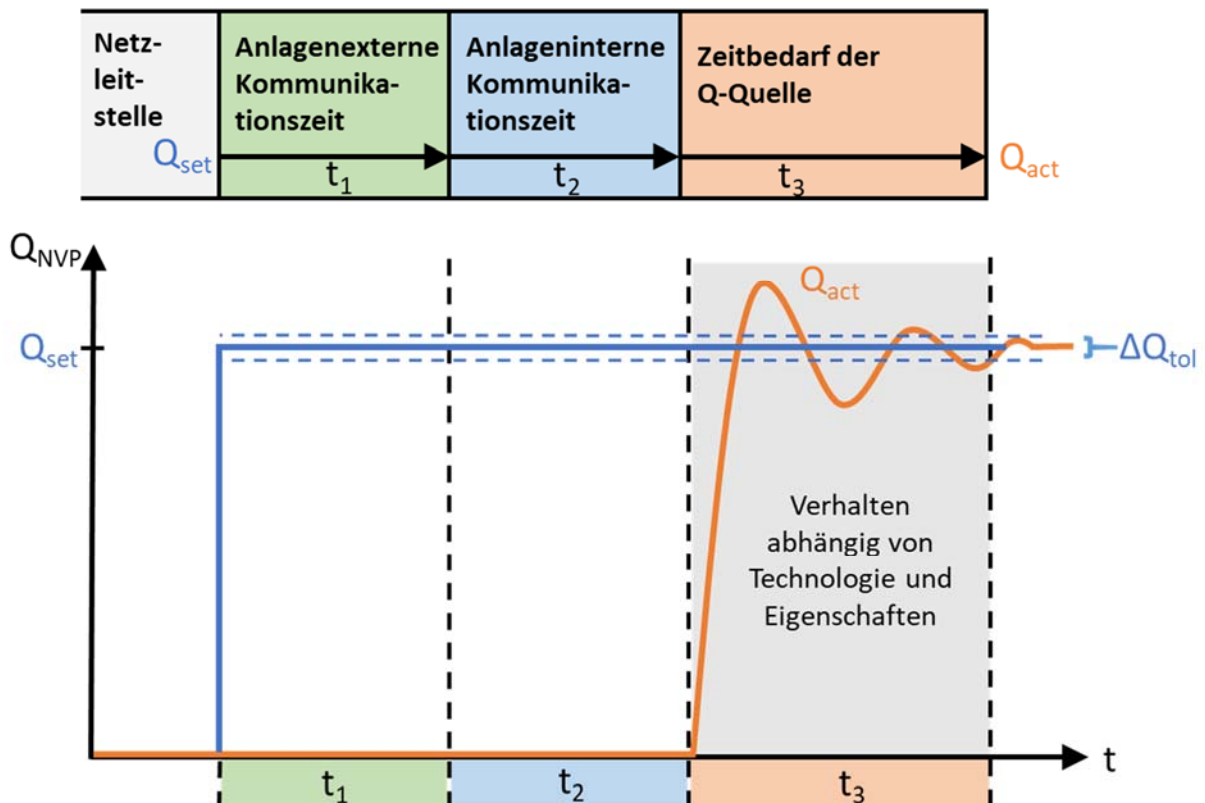


Abbildung 1: Reaktionszeiten bei der Blindleistungsbereitstellung

Zunächst tritt dabei eine Verzögerung bei der Übertragung der Sollwertänderung an die Blindleistungsquelle auf. Im Folgenden wird diese Verzögerung als anlagenexterne Kommunikationszeit t_1 bezeichnet. Abhängig von der Struktur der Blindleistungsquelle gibt es in der Regel eine zweite Zeitverzögerung t_2 , die durch den Zeitbedarf für Kommunikationswege innerhalb der Blindleistungsquelle oder für interne Regelvorgänge entsteht. Erst im Anschluss beginnt die eigentliche Reaktion der Blindleistungsquelle. Diese führt zu einer weiteren Zeitverzögerung t_3 , welche endet, wenn sich die abgegebene Blindleistung Q_{act} um den Sollwert Q_{set} mit einem bestimmten Toleranzbereich ΔQ_{tol} eingependelt hat. Das Verhalten während dieser Blindleistungsänderung (Kurvenform, Überschwingen, Einschwingzeit usw.) hängt stark vom Typ und von den spezifischen Eigenschaften der Blindleistungsquelle ab.

Anlagenexterne Kommunikationszeiten und fernwirktechnische Laufzeit des Stellsignals

Zur Erschließung dezentraler Blindleistungspotentiale als schnell regelfähige Blindleistungsbereitstellungsoptionen braucht es kurze Kommunikationszeiten t_1 nach Abbildung 1. Bei der Frequenz-/Wirkleistungsregelung steht die Frequenz als Führungsgröße in einem synchronisierten Netzgebiet nahezu direkt und unmittelbar an allen schnell regelbaren (Primärregelleistungs-)Anlagen zur Verfügung. Im Gegensatz dazu ist es im Kontext eines übergeordneten und zentralen Spannungsblindleistungsmanagements erforderlich, die Regelführungsgröße von einer zentralen Einheit, z. B. der NLS, an die dezentralen und blindleistungsbereitstellenden Anlagen zu übermitteln. Die Deckung von schnell aus zu regelnden Blindleistungsbedarfen erfordert demnach Informations- und Kommunikationssysteme mit geringen Signallaufzeiten. Die Datenübertragungsdauer hängt dabei stark von den verwendeten Kommunikationsstandards ab. Im fernwirktechnischen Bereich ist hier insbesondere das offizielle Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-101 [6] zu nennen, das sich im europäischen und asiatischen Raum etabliert hat und für Datenübertragungen zwischen Netzleitsystemen und fernwirktechnischen Einrichtungen, wie z. B. bei DER nach §9 Abs. 1 EEG [7], Anwendung findet. Die Signallaufzeit t_1 kann nach [6] mit etwa 200 bis 300 ms angesetzt werden. Zu beachten ist, dass diese Zeiten nur bei direkter Kommunikationsverbindung zwischen der NLS und dem Anlagenregler gelten, also z. B. im Falle eines Q-Abrufes seitens des Übertragungsnetzbetreibers von einer DER im HöS-Netz. Befinden sich im Kommunikationsnetzwerk weitere fernwirktechnische Unterstationen, wie z. B. Umspannwerke, welche die Datensignale zwischenspeichern und weiterübertragen, ergeben sich zusätzliche Nachrichtenverzögerungszeiten, die abhängig von der Kommunikationsnetzbelastung sind. Die Kommunikationsstandards hierfür sind in der Norm IEC 60810-5-104 [8] festgelegt. Dabei ist von einer Verzögerungszeit von etwa 40 ms je Zwischenstation auszugehen. Zusammenfassend liegt die technisch mögliche Übertragungszeit t_1 demnach zwischen minimal 200 ms (für eine Blindleistungsquelle im Übertragungsnetz ohne Zwischenstation) und bis zu 380 ms (für eine Blindleistungsquelle im Verteilungsnetz bei maximal zwei Zwischenstationen).

Aufgrund von variierenden Kommunikationsinfrastrukturen sind bei der Ermittlung der Übertragungsdauer t_1 die in der Netzbetriebsführung derzeit etablierten prozessualen

Zeitspannen eines Sollwerttransfers zu berücksichtigen. Je nach vorhandener Datenverbindung, zumeist abhängig vom Anlagentyp, schwanken diese enorm. Bei konventionellen Kraftwerken im Höchstspannungsnetz erfolgt die Vorgabe von Spannungs- oder Blindleistungswerten, die über die reguläre Q(U)-Regelung hinausgehen, hauptsächlich per Telefon, da diese Erzeugungsanlagen zumeist seit mehreren Jahrzehnten im Stromnetz ansässig sind. Diese Vorgaben werden dann von den konventionellen Kraftwerken umgesetzt, indem die Sollwerte durch die Bediener in die kraftwerkseigene Leittechnik (z. B. Knotenpunktrechner, Blockfreibetragsrechner) eingegeben werden. Je nach Mobilfunkverbindung kann sich dieser Prozess in den Minutenbereich erstrecken. „Jüngere Generationen“ von Erzeugungsanlagen wie Windenergieanlagen nutzen die genannten Fernwirkprotokolle [6] und [8], bei denen t_1 eine Befehlsübergabe innerhalb der genannten 200 ms bis 380 ms darstellt [8]. Sind Onshore-Erzeugungsparks in der Hochspannungsebene über eine Funkstrecke mit entsprechendem Provider (Telekom, Vodafone etc.) mit der NLS verbunden, so können sich für t_1 auch Zeiten im Sekundenbereich ergeben.

Anlageninterne Kommunikationszeiten

Die anlageninterne Kommunikationszeit t_2 hängt stark von der Struktur der Blindleistungsquelle ab. Üblicherweise existiert eine Schnittstelle, an welcher der Sollwert von der NLS empfangen wird. Dieser Sollwert muss verarbeitet, in Steuersignale übersetzt und an diejenigen Erzeugungseinheiten weitergeleitet werden, die letztlich als physikalische Blindleistungsquellen dienen. Im Falle einer DER werden diese Aufgaben normalerweise von einem Parkregler übernommen. Die Totzeit des gesamten Prozesses geht in die Zeitverzögerung t_2 ein.

Aufgrund der strukturellen Vielfalt potentieller Blindleistungsquellen ist es schwierig, typische Werte für t_2 anzugeben. Da die Übertragung der Signale jedoch gewöhnlich mit ähnlichen Kommunikationsprotokollen wie die externe Kommunikation erfolgt, kann man annehmen, dass der Zeitbedarf für jeden Kommunikationsschritt in einer ähnlichen Größenordnung wie t_1 liegt. Die Gesamtdauer von t_2 hängt dabei von der Anzahl dieser Kommunikationsschritte und der für die Datenverarbeitung in den Regelkreisen benötigten Zeit ab.

Für das Beispiel einer komplexen WEA mit einer zentralen Parksteuerung und untergeordneten Steuerungen von WEA-Gruppen ergäbe sich der interne Kommunikationspfad wie in Abbildung 2 dargestellt. Die Zeitverzögerungen t_{CU1} , t_{COM1} , t_{CU2} und t_{COM2} ergeben in Summe die gesamte anlageninterne Kommunikationszeit t_2 . t_{CU1} stellt die Zeit dar, die für die Verarbeitung im Regler („Control Unit“) 1 (d.h. dem Parkregler) benötigt wird. Diese Verarbeitungszeit kann im Bereich von etwa 100 ms liegen. t_{COM1} ist die Totzeit für die Kommunikation zwischen dem Parkregler und dem unterlagerten WEA-Gruppen-Regler. Ein typisches Datenprotokoll hierfür ist IEC 60870-5-104 [8], so dass etwa 40 ms Verzögerung hinzukommen. Für die Kommunikation zwischen dem unterlagerten Regler und den Windturbinen verwenden WEA-Hersteller in der Regel proprietäre Datenprotokolle. Im gegebenen Beispiel wird angenommen, dass der unterlagerte Regler ebenfalls eine Totzeit t_{CU2} von etwa 100 ms verursacht und die Kommunikationszeit t_{COM2}

zwischen dem unterlagerten Regler und den Windturbinen ähnlich zu t_{COM1} im Bereich von 40 ms liegt. Die gesamte interne Kommunikationszeitverzögerung t_2 dieses beispielhaften Windparks entspricht der Summe dieser Totzeiten und bewegt sich folglich in der Größenordnung von 280 ms.

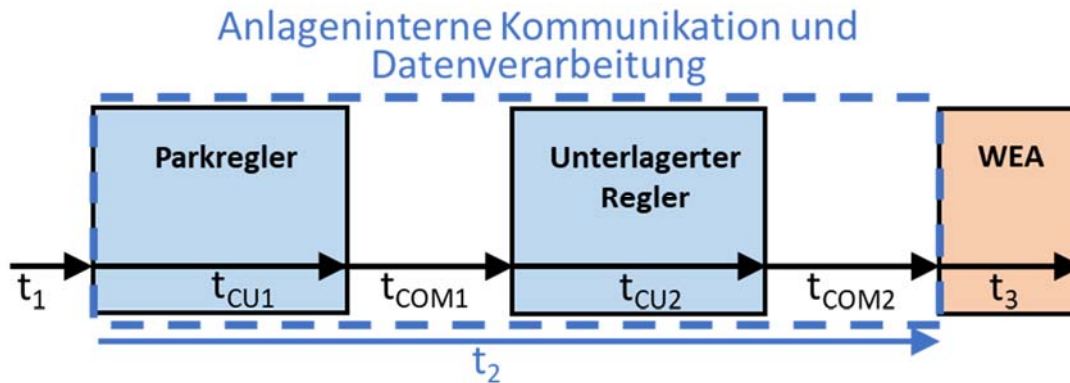


Abbildung 2: Zusammensetzung der anlageninternen Kommunikationszeit t_2 am Beispiel eines größeren Windparks

Theoretische Grenzen der Blindleistungsstellgeschwindigkeit von Erzeugungseinheiten

Damit eine Quelle Blindleistung einspeist, muss ihr Strom mit der Netzspannung außer Phase liegen. Bei umrichtergekoppelten Geräten wie PV-Kraftwerken, Vollumrichter-Windturbinen, netzgekoppelten Batteriespeichern, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlagen (HGÜ) oder Flexible AC Transmission Systems (FACTS) wird dies durch die Steuerung der Ein- und Ausschaltzeiten der Halbleiterschalter erreicht. Bei Synchrongeneratoren muss der Erregerstrom modifiziert werden, z. B. mit einem automatischen Spannungsregler (AVR), dessen Strom typischerweise mit leistungselektronischen Geräten geregelt wird.

Die Geschwindigkeit und Wirksamkeit dieser verschiedenen Regelprinzipien bestimmen die Zeitverzögerung t_3 der Blindleistungsquelle. Theoretisch kann dies sehr schnell erfolgen, wobei zu beachten ist, dass schnelle Regelkonzepte unter Umständen zu Stabilitätsproblemen führen können. Die dynamische Netzstützung (Fault Ride-Through, FRT) markiert die mögliche Geschwindigkeit, mit der Generatoren ihren Phasenwinkel ändern können. Im Falle eines Netzfehlers erfolgt innerhalb kürzester Zeit eine Blindleistungseinspeisung, um die Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien zu erfüllen (siehe Abbildung 3). Dies zeigt das Potential dieser Quellen zur sehr schnellen Einregelung von Blindleistungssollwerten, das auch für die klassische Blindleistungseinspeisung, d. h. die statische Spannungshaltung, nutzbar ist. Umrichtergekoppelte Geräte sind also grundsätzlich in der Lage, ihren Phasenwinkel im Normalbetrieb mindestens mit der gleichen Geschwindigkeit wie in einem Fehlerszenario zu verändern. Ebenso hängt die Geschwindigkeit der Blindleistungsänderungen von Synchrongeneratoren hauptsächlich von der Geschwindigkeit der Änderung ihres Erregerstroms ab. Bei modernen Anlagen wird dieser über leistungselektronische Erregersysteme vorgegeben. In diesem Fall ist das dynamische Verhalten praktisch nur durch die Maschinenzeitkonstanten gegeben.

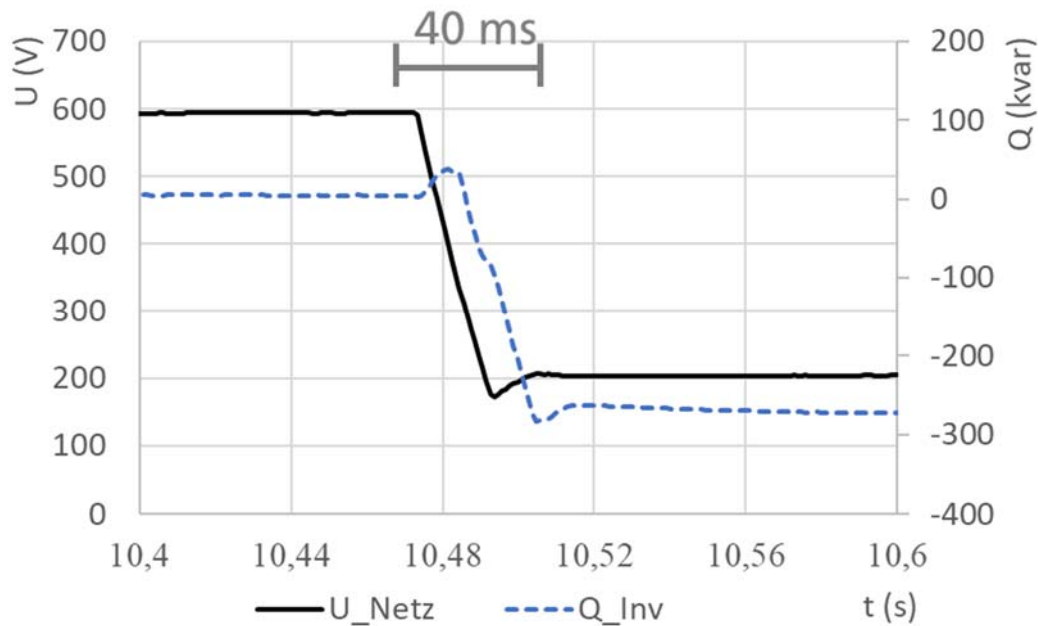


Abbildung 3: FRT-Tests eines Wechselrichters, Darstellung von Spannung und Stromverlauf im Mitsystem

Die Stellgeschwindigkeit der Blindleistungsänderung im FRT-Fall ist auch in der Abbildung 4 erkennbar, die die Ergebnisse von Labormessungen am Fraunhofer ISE aus den vergangenen Jahren zusammenfasst. Die Grafik zeigt dabei für fünf Erzeugungseinheiten die hochgerechnete Dauer, in der ein Blindleistungssprung von 0 auf 1 pu erfolgen kann. Diese Berechnung erfolgte, indem für verschiedene FRT-Messungen anhand des gemessenen Blindleistungsanstiegs und der dafür nötigen Einschwingzeit eine Blindleistungsanstiegsgeschwindigkeit bestimmt werden konnte, mit welcher eine Extrapolation der Anstiegsdauer von 0 bis 1 pu durchgeführt wurde. Dabei zeigen die schwarzen Punkte die schnellsten beobachteten Anstiegszeiten, während die Linien die Variation der Werte für die verschiedenen FRT-Tests darstellen. Anstiegsdauern über 100 ms sind in der Grafik nicht berücksichtigt. Insbesondere für Synchrongeneratoren ist eine Übertragbarkeit dieser Aussagen auf Regelvorgänge in der statischen Blindleistungsbereitstellung nicht ohne Weiteres gegeben. Anhand dieser Betrachtung kann dennoch festgestellt werden, dass zumindest bei über Leistungselektronik ans Netz angebundenen Erzeugern ein grundsätzliches Potential für äußerst schnelle Blindleistungsänderungen vorhanden ist.

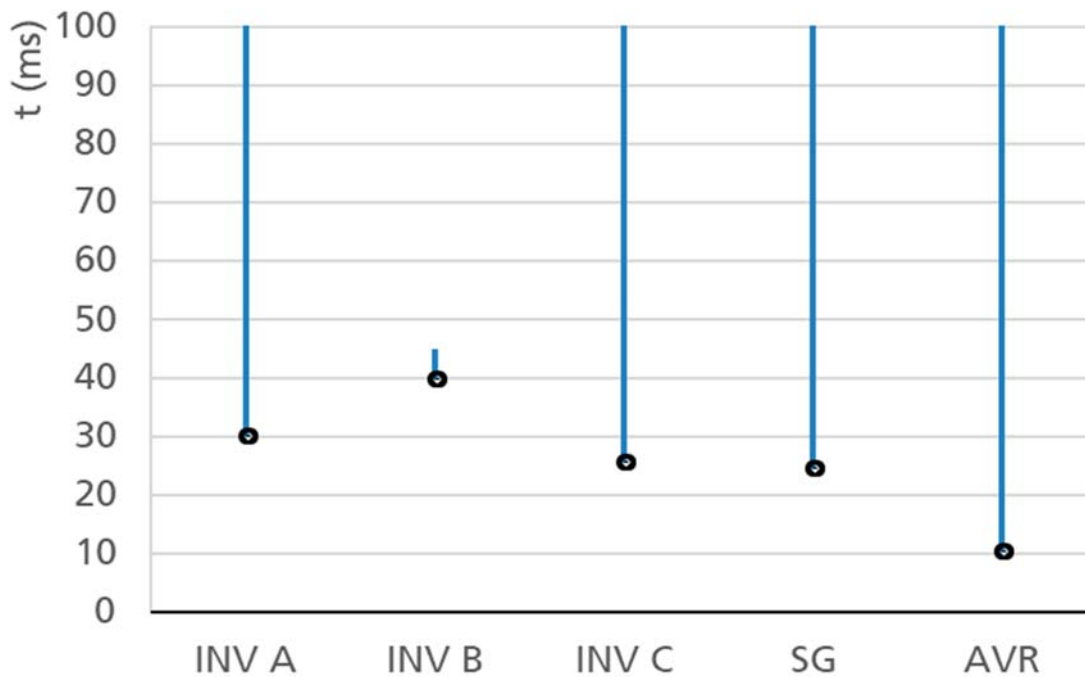


Abbildung 4: Hochgerechnete Anstiegszeiten von 0 bis 1 pu für fünf am Fraunhofer ISE vermessene Erzeugungseinheiten (drei Wechselrichter, ein Synchrongenerator, ein AVR)

Praktische Stellgeschwindigkeiten heutiger Erzeugungseinheiten

Diese theoretischen Überlegungen entsprechen nicht unbedingt den Anstiegszeiten, die heutige Erzeugungseinheiten bei der Änderung von Blindleistungswerten im Rahmen der statischen Spannungshaltung erreichen. Maßgeblich hierfür sind die Netzanschlussbedingungen, die keine schnellen Blindleistungsänderungen fordern oder sogar Mindestanstiegszeiten im Sekundenbereich vorschreiben. Solche Vorgaben werden auch in den VDE-Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N-4110, -4120 und -4130 [4] gemacht. Labormessungen des Fraunhofer ISE zeigen, dass sich reale Stellgeschwindigkeiten demzufolge im Sekundenbereich bewegen. Abbildung 5 zeigt die Sprungantwort von drei Wechselrichtern und einem AVR bei Tests bezüglich ihrer Blindleistungstellgeschwindigkeit.

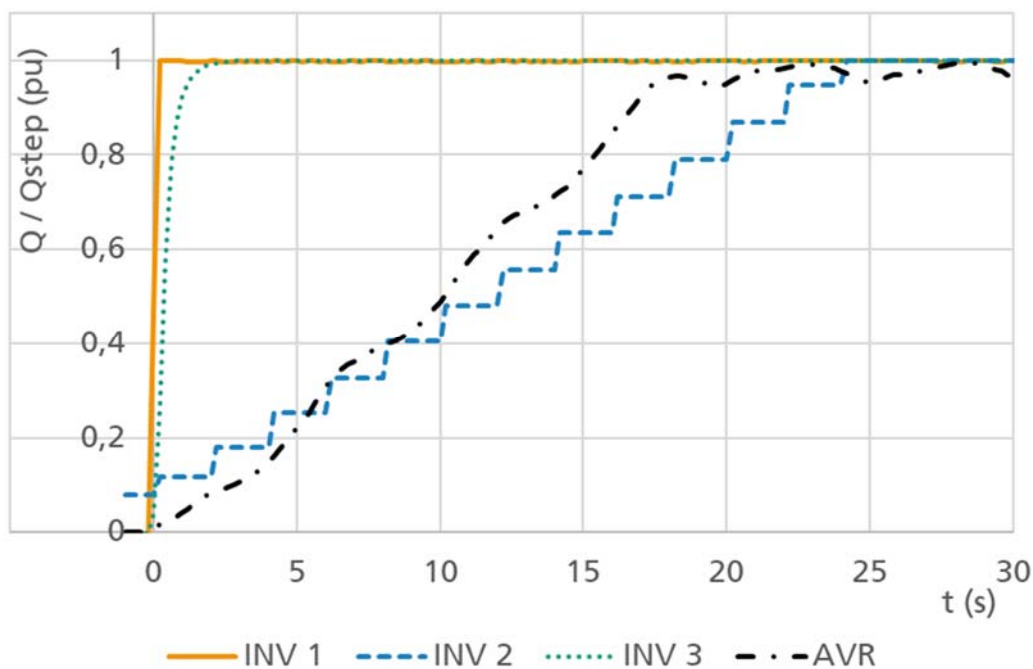


Abbildung 5: Sprungantwort von vier Erzeugungseinheiten bei einem geänderten Blindleistungssollwert

Blindleistungstellgeschwindigkeiten komplexer DER-Kraftwerke

Eine typische WEA oder PVA, die an die oberen Netzebenen angeschlossen ist, hat eine räumlich ausgedehnte Struktur und besteht aus vielen einzelnen Erzeugungseinheiten, die in einem parkinternen Stromnetz verbunden sind. Wie beschrieben werden Blindleistungssollwerte häufig über ein komplexes Kommunikationsnetz weitergegeben. Folglich ist die Blindleistungsdynamik von DER-Kraftwerken typischerweise langsamer als die von einzelnen Erzeugungseinheiten und die üblichen Einschwingzeiten liegen im Bereich von mehreren zehn Sekunden [9].

Zudem ist es durchaus üblich, dass DER-Kraftwerke in mehreren Ausbaustufen errichtet werden. Dies kann zu Situationen führen, in denen verschiedene Generationen von Erzeugungseinheiten, die mit individuellen Schnittstellen betrieben werden und möglicherweise sogar verschiedenen Generationen von Einspeiserichtlinien unterliegen, alle in ein Blindleistungskonzept integriert werden müssen. Abbildung 6 zeigt Messergebnisse aus einem Blindleistungstest einer solchen kombinierten PVA und WEA, die in der 110 kV-Ebene installiert ist. Die hohen Verzögerungen bei der Umsetzung von Blindleistungssollwerten sind augenfällig. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Nichterreichen von Sollwerten < -9000 kvar auf das induktive Verhalten der passiven Elemente des Parks zurückzuführen ist, welches nicht durch eine Kompensationsanlage ausgeglichen wird [10].

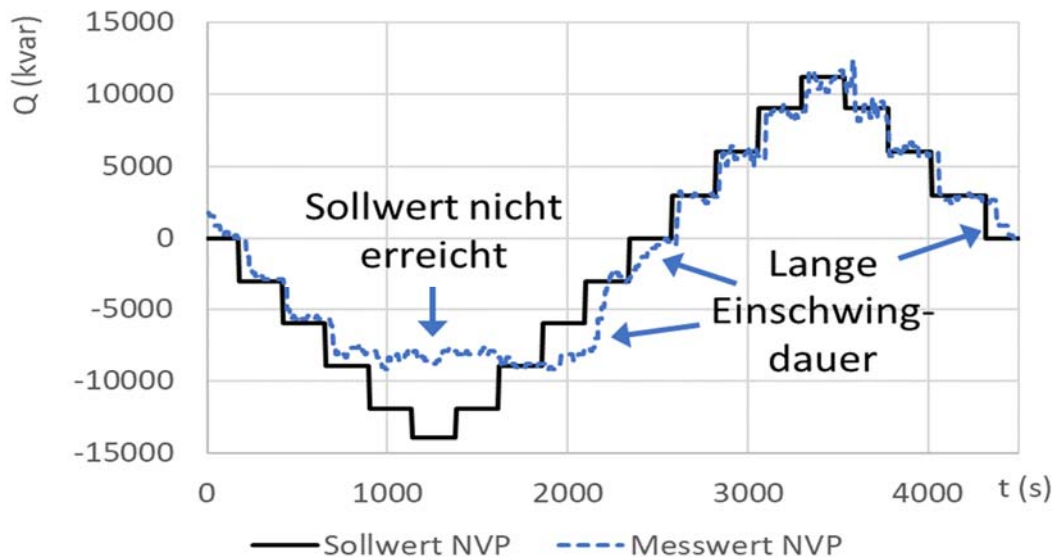


Abbildung 6: Blindleistungstest eines komplexen PV-Wind-Hybridkraftwerks mit geringen Stellgeschwindigkeiten

Zusammenfassung und Fazit

Der vorliegende Beitrag zeigt auf, welchen Einschränkungen dezentrale Energieressourcen bei der Blindleistungsbereitstellung hinsichtlich ihrer dynamischen Fähigkeiten unterliegen. Zunächst sind dabei die Kommunikationszeiten zu nennen, welche zu Verzögerungen im Subsekundenbereich bei Erzeugungseinheiten führen, die über Fernwirkprotokolle mit der Netzleitstelle verbunden sind. Im Fall von Kraftwerken, bei denen Blindleistungsabrufe per Telefon organisiert werden, sind hier hingegen Verzögerungen von mehreren Minuten zu erwarten. Die Kommunikationszeit bei einem Abruf von Blindleistung für das Übertragungsnetz aus dem Verteilnetz beträgt in etwa eine Minute.

Weiterhin kommt es bei der Umsetzung von Sollwertänderungen in den Blindleistungsquellen zu Verzögerungen. Theoretisch können diese Sprungantworten für viele Technologien sehr schnell erfolgen und ihren Endwert im Millisekundenbereich erreichen. Praktisch orientiert sich die Auslegung von Blindleistungsquellen an den Vorgaben aus Einspeiserichtlinien, welche längere Reaktionszeiten vorschreiben. DER-Kraftwerke bringen aufgrund ihrer ausgedehnten und komplexen Struktur dabei größere Verzögerungen bei der Umsetzung von veränderten Sollwerten mit sich, als das bei einzelnen Erzeugungseinheiten der Fall ist. Dies gilt vor allem dann, wenn ein DER-Kraftwerk in verschiedenen Bauabschnitten errichtet wurde und dabei Erzeugungseinheiten aus verschiedenen Technologiegenerationen kombiniert wurden.

Für ein sicheres und effizientes Blindleistungsmanagement für Übertragungs- und Verteilnetze sollten künftige Generationen von Einspeiserichtlinien einen stärkeren Fokus auf die dynamischen Fähigkeiten legen, die Blindleistungsquellen bereits heute besitzen. Dadurch könnten Netzbetreiber, die über die notwendige Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur verfügen, ihre Spannungshaltung schneller und präziser durchführen. In diesem Fall könnte ein Blindleistungsmanagement, das ohne die konventionellen thermischen Kraftwerke erfolgt, die Versorgungsqualität der elektrischen Netze in Zukunft tatsächlich verbessern.

Literatur

- [1] Bundesverband WindEnergie e.V.: „Windenergie Factsheet Deutschland 2019“. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/>, abgerufen am 18.06.2020.
- [2] S. Enkhard: Zwei Millionen Photovoltaik-Anlagen in Deutschland in Betrieb. pv magazine, <https://www.pv-magazine.de/2020/12/03/zwei-millionen-photovoltaik-anlagen-in-deutschland-in-betrieb/>, abgerufen am 07.12.2020.
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung 2008)“. Berlin, 2008.
- [4] VDE e.V.: VDE-AR-N 4105 / VDE-AR-N 4110 (TAR Mittelspannung) / VDE-AR-N 4120 (TAR Hochspannung) / VDE-AR-N 4130 (TAR Höchstspannung). VDE-Verlag, Berlin, 2018.
- [5] Forschungsprojekt Q-Integral – Aktives Blindleistungsmanagement mit dynamischen Blindleistungsquellen an der Schnittstelle Verteilungsnetz und Übertragungsnetz (FKZ 0350061). Projektbeschreibung siehe <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/q-integral.html>.
- [6] DIN e.V.: DIN EN 60870-5-101: Fernwirkeinrichtung und -systeme – Teil-5-101: Übertragungsprotokolle – Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben (IEC 60870-5-101:2003 + A1:2015).
- [7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 08. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist: EEG 2017, 2000.
- [8] DIN e.V.: DIN EN 60870-5-104: Fernwirkeinrichtung und -systeme – Teil-5-104: Übertragungsprotokolle – Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen (IEC 60870-5-104:2006 + A1:2016).
- [9] R. Grab, H. Köppe, L. Nielsen, S. Eichner, S. Rogalla, B. Engel: „Dynamic Capabilities of Distributed Reactive Power Sources“, 19th Wind Integration Workshop, Virtual Event, 2020.
- [10] H. Köppe, R. Grab, S. Rogalla, B. Engel: „Loss-Reduced Reactive Power Control Strategies for Transmission System Support with Renewable Energy Sources“, 16th Wind Integration Workshop, Hamburg, 2017.