

Versteckte Revolution: Wie sich der Betrieb der Stromnetze durch Innovationen verändert

Hannes Seidl und Stefan Mischinger

Das Stromnetz hat sich in der Vergangenheit grundsätzlich gewandelt und steht dennoch vor zahlreichen neuen Herausforderungen und Chancen. Die integrierte Energiewende macht es erforderlich, dass Strom-, Gas- und Wärmenetze immer mehr interagieren. Neue, flexible Lasten (z.B. Power-to-Heat-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) werden in diesem Kontext stark zunehmen. Diese Lasten sollten in einer Art und Weise integriert werden, dass der zusätzliche Netzausbaubedarf möglichst gering ist, um die Energiewende unter Kosten- und Akzeptanzgesichtspunkten optimal zu gestalten. Der Artikel beschreibt gelungene Beispiele für Innovationen und benennt Innovationsbedarfe im Netzbetrieb in den Themenfeldern Redispatch & Einspeisemanagement, Regelleistung, Momentanreserve und Blindleistung.

Um darzulegen, mit welcher Vielfalt sich Innovation im Stromnetz manifestiert und welche Herausforderungen in den nächsten Jahren angegangen werden müssen, hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) im März 2018 den Innovationsreport Systemdienstleistungen veröffentlicht. Der Report umfasst die Ergebnisse der dena-Plattform Systemdienstleistungen [1], die als branchenübergreifendes Gremium in den letzten drei Jahren kontinuierlich Impulse für die Weiterentwicklung der Stromnetze gesetzt hat.

Eine erfolgreiche Energiewende braucht Innovation. Für den Betrieb der Stromnetze bedeutet dies, dass sich die Qualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung nicht verändert, obwohl die Energiewende vollkommen neue Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb schafft. Blickt man auf die letzten zehn Jahre zurück, so wurde diese Herausforderung erfolgreich gemeistert: Im Durchschnitt waren 2016 die Stromverbraucher 2,1 Minuten ohne Strom. Im Jahr 2006 lag dieser Wert bei 2,9 Minuten, also ähnlich niedrig. Gleichzeitig lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch vor zehn Jahren bei nur 12 % während zurzeit um die 33 % integriert werden. Netzbetreiber müssen heute fast täglich mit Engpässen in ihren Netzen umgehen und statt weniger hundert steuerbarer Großkraftwerke stellen Millionen volatiler Kleinanlagen Energie zur Verfügung.

Redispatch und Einspeisemanagement: Wird der Engpass zum Normalfall?

Die im Rahmen des Innovationsreports Systemdienstleistungen durchgeführte Umfeld-

analyse zeigt, dass sich rund 50 Projekte und Pilotvorhaben in Deutschland mit Fragen der Betriebsführung beschäftigen. Das verbindende Element, das sich in den meisten dieser Projekte wiederfindet, ist die Entwicklung von Technologien und Prozessen zur optimierten Auslastung der bestehenden Netzkapazitäten. Hierbei sind zwei technische Handlungsfelder für Innovationen erkennbar:

- Konzepte für Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit (weiter-)entwickeln;
- Netzebenenübergreifende Koordination optimieren.

Hinsichtlich Konzepten für Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit lassen sich die Anforderungen deutlich nach Spannungsebene differenzieren. Auf Höchst- und Hochspannungsebene werden heute und auch zukünftig zentrale, von Leitwarten gelenkte, Steuerungskonzepte eingesetzt [2]. Der Innovationsbedarf ist dennoch hoch, z. B. weil in diesen Leitwarten eine steigende Menge von Daten und Messwerten schnell und zuverlässig verarbeitet werden muss. So wird beispielsweise Freileitungsmonitoring erst auf einigen Streckenabschnitten angewandt, soll jedoch bis 2022 flächendeckend im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Beim Freileitungsmonitoring werden zusätzliche Informationen wie z. B. Windgeschwindigkeit bei der Bestimmung der maximalen Transportkapazität in der Leitwarte berücksichtigt, was in der Regel eine höhere Leitungsbelastung erlaubt.

Aktuell wird zudem diskutiert, ob sich der zurzeit praktizierte präventive Redispatch (gemäß dem n-1-Kriterium werden Lei-

tungskapazitäten nicht voll ausgelastet, um auch bei Ausfall eines Betriebsmittels das System noch sicher betreiben zu können) durch einen kurativen Redispatch abgelöst werden könnte. In diesem Fall würde die Leitungskapazität voll ausgenutzt und im Fehlerfall müssten binnen kürzester Zeit Erzeugungskapazitäten vor dem Engpass heruntergefahren (oder durch PtX verwendet) und gleichzeitig die benötigte Leistung hinter dem Engpass zur Verfügung gestellt werden. Dies wäre ein weiterer Entwicklungssprung hin zu einer höheren Auslastung bestehender Netzkapazitäten. Dieser erfordert jedoch u.a. Innovationen bei der Automatisierung der Vorgänge in den Leitwarten.

Auf Mittel- und Niederspannungsebene sind die zentralen Steuerungskonzepte der Höchst- und Hochspannungsebene aufgrund der Vielzahl an Leitungen, Netzknoten und angeschlossener Netznutzer nicht übertragbar [3]. Daher werden dezentrale Steuerungskonzepte in einer Vielzahl von Projekten entwickelt und erforscht. Hierbei sind Innovationen erforderlich, die den zur Netzsteuerung erforderlichen Datenbedarf begrenzen, um eine Verarbeitung in kurzer Zeit zu ermöglichen. Beispiele hierfür sind die Minimierung des Bedarfs an zusätzlicher Messtechnik durch Ersatzwertbildung oder die Entwicklung statistischer Steuerungskonzepte, die den Ausfall eines bestimmten Anteils der angesprochenen Anlagen bei Aussenden eines Steuersignals mit einkalkulieren.

Da die Anzahl dezentraler Erzeugungskapazitäten im Verteilnetz immer weiter zunimmt, besteht die Aufgabe von Verteil-

Analyse: Regelleistungserbringung aus DEA im VN.

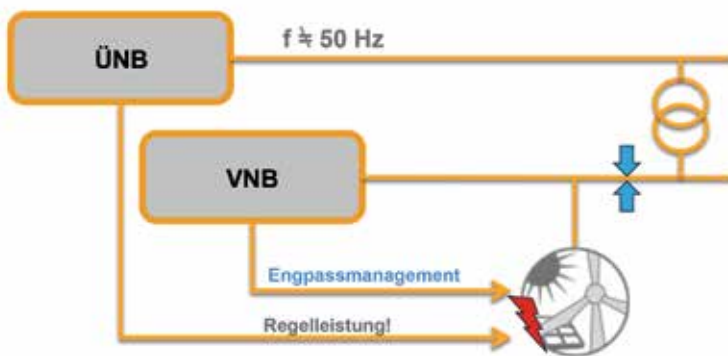


Abb. 1 Inkompatible Steuersignale für Erzeugungsanlagen

netzen zunehmend nicht nur in der Verteilung des Stroms zum Endkunden, sondern auch in der Rückspeisung von Erzeugungüberschüssen in höhere Spannungsebenen. Verteilnetzbetreiber in Regionen mit hohem Anteil an Windenergie- oder Photovoltaikanlagen wurden bereits in den letzten Jahren verstärkt mit Erzeugungüberschüssen konfrontiert und mussten ihre Betriebsweisen entsprechend anpassen. Hinzu kann ein nicht unerhebliches Flexibilitätspotenzial durch PtX-Anlagen und Elektrofahrzeuge im Verteilnetz kommen, das Netzbetreiber befähigt, als eine Art virtuelles Kraftwerk zu agieren. Da der Stromfluss folglich nicht mehr eine Einbahnstraße von oberen in untere Spannungsebenen ist, sind prozessuale Innovationen notwendig, die eine verstärkte Koordination zwischen den Netzbetreibern verschiedener Spannungsebenen ermögli-

chen. Im Minimum sollten inkompatible Steuersignale verschiedener Netzbetreiber (Abb. 1) verhindert werden. Einen wichtigen Schritt stellt hier die Anwendungsregel „Schnittstelle Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber“ des VDE FNN dar, die Prozesse und Datenumfang für eine intensiviertere Abstimmung an der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern definiert.

Im Optimum lassen sich durch netzebenenübergreifende Koordination Potenziale unterlagerter Spannungsebenen für die übergeordnete Spannungsebene nutzen, beispielsweise zur Einbindung von EE-Anlagen in den Redispatch. Diese Innovation wird u.a. in dem vom BMWi finanzierten Vorhaben „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im

deutschen Stromnetz“ erforscht. Für die netzebenenübergreifende Koordination werden verschiedene Optionen erprobt, beispielsweise die Einbindung von Anlagen in Leitsysteme übergeordneter Netzbetreiber oder eine verstärkte Aggregation und Weitergabe von Informationen durch unterlagerte Netzbetreiber in der Kaskade. Unabhängig von der Ausgestaltungsoption muss jedoch gewährleistet werden, dass den Netzbetreibern zu jedem Zeitpunkt die für ihren Netzbetrieb erforderlichen Informationen vorliegen.

Regelleistung: Der Muster-schüler unter den Systemdienstleistungsprodukten

Die Umfeldanalyse des Innovationsreports Systemdienstleistungen zählt zehn große Projekte zum Thema Regelleistung, die innerhalb der letzten drei Jahre abgeschlossen wurden. Der Schwerpunkt dieser Projekte liegt in der Entwicklung von Vorschlägen zur technischen Entwicklung und Markteinführung von alternativen Regelleistungserbringern. Die Herausforderung, dass erneuerbare Erzeuger und Speicher, aufgrund von sinkenden Einsatzzeiten für konventionelle Kraftwerke, mehr Verantwortung für die Frequenzhaltung übernehmen müssen, wurde also erkannt und aktiv bearbeitet.

Viele Innovationen wurden durch die verantwortlichen Akteure (Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber) aufgegriffen. Somit hat sich der Regelleistungsmarkt in den letzten Jahren stark verändert und zukunftsfähig aufgestellt. Die einzelnen Gebotszonen wurden aufeinander abgestimmt, um den Bedarf an Regelleistung zu optimieren. Zudem wurden Vorlaufzeiten und Größe der Zeitscheiben für Produkte am Regelenergiemarkt verkürzt, um die Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter zu senken, sowie Präqualifikationsanforderungen für Windenergieanlagen und Batterien spezifiziert.

Die Zunahme von Erzeugungsleistung im Verteilnetz und damit auch potenzieller Regelleistungserbringer erzeugen einen Bedarf an Innovationen, die Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpassmanagement im Verteilnetz vermeiden. Die Problematik, die sich aus so

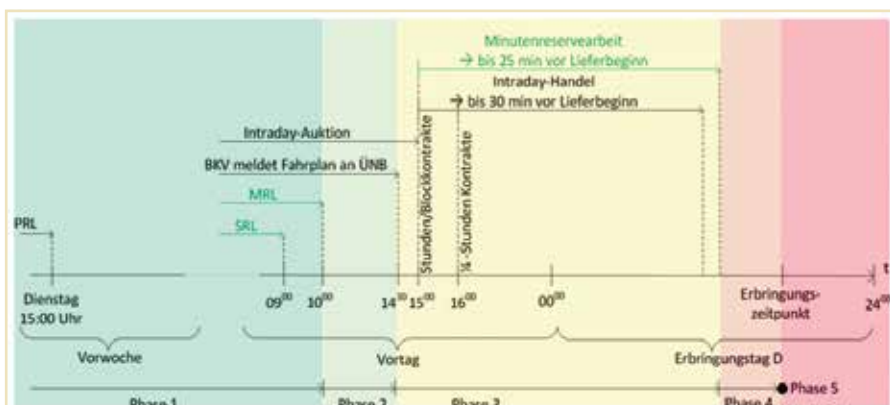


Abb. 2 Zeitliche Abfolge der Ausschreibungen am Regelenergiemarkt



einer Situation ergeben kann, ist in Abb. 1 skizziert: Durch die Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz kann es zu Problemen bei der Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts kommen, die im ungünstigsten Fall zu einem kritischen Systemzustand und zu Lastabwürfen führen können. Die dena-Plattform Systemdienstleistungen hat eine Studie [4] durchgeführt, die dieses Problem detailliert analysiert. Aus den Analysen lassen sich zwei grundsätzliche Konfliktvermeidungsstrategien ableiten, die sich gegenseitig ergänzen: Die erste Möglichkeit liegt in einem rechtzeitigen anlagenscharfen Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern und Regelleistungsanbietern für die Vermeidung bzw. gegebenenfalls die Lösung möglicher Konflikte. Ausgehend von der zeitlichen Abfolge der Regelleistungsausschreibung lassen

sich fünf Phasen definieren, in denen unterschiedliche Bedingungen für die Entscheidungsmöglichkeiten der Akteure herrschen (Abb. 2). Den einzelnen Netz- und Anlagenbetreibern stehen während der verschiedenen Phasen unterschiedliche Informationen und damit unterschiedliche Ansatzpunkte für Lösungsstrategien zur Verfügung.

Die zweite Möglichkeit liegt in einer adäquaten Höherdimensionierung der kontrahierten Regelleistung, womit sichergestellt werden kann, dass dem Netz selbst bei Wegfall eingeplanter Anlagen genug Regelleistung zur Verfügung steht und mögliche Konflikte entschärft werden. Da sich das Auftreten eines Konflikts zum Erbringungszeitpunkt nicht mit 100%-iger Wahrscheinlichkeit vermeiden lässt, ist eine gewisse Höherdimensionierung in jedem Fall sinnvoll. Es muss aber diskutiert werden, wie

das richtige Verhältnis zwischen Informationsaustausch und Höherdimensionierung gefunden werden kann, sodass sich die volkswirtschaftlich optimale Lösung einstellt.

Momentanreserve: Was tun, wenn sich nichts mehr dreht im Stromsystem?

Derzeit werden schnelle Frequenzänderungen durch die systeminhärente Eigenschaft der Trägheit rotierender Massen v.a. der Turbinen von konventionellen Kraftwerken gedämpft. Dies geschieht im Augenblick der Frequenzveränderung, also bevor ein Ausgleich durch Regelleistung erfolgen kann, und ist daher für die Stabilität des Stromsystems essenziell. Da mittels Umrichter an das Stromnetz angeschlossene Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen (EE) einen immer größeren Anteil der Stromerzeugung ausmachen, geht der Anteil rotierender Massen insbesondere in Regionen mit umfangreicher EE-Einspeisung zeitweise sehr stark zurück.

Das grundlegende Problem und die sich daraus ergebenden möglichen Konsequenzen für das europäische Stromsystem wurden von der dena-Plattform Systemdienstleistungen analysiert [5]. Dabei wurde festgestellt, dass insbesondere im seltenen Fall einer Auftrennung des Verbundnetzes (System-Split) schon heute ein Problem mit der Bereitstellung von Momentanreserve besteht.

Innovationen, die es ermöglichen, Momentanreserve in einem durch Umrichter dominierten Stromsystem bereitzustellen,

werden zurzeit untersucht. Stellvertretend sollen hier die Forschungsprojekte „MIG-RATE – Massive InteGRation of power Electronic devices“ und „Netzregelung 2.0“ genannt werden. Da die fehlende Schwungmasse schon heute zu Problemen führen kann, besteht die Herausforderung, die Ergebnisse der Projekte erfolgreich in die praktische Umsetzung zu bringen.

Blindleistung: Ein wirtschaftlich tragbarer Rahmen für alle Akteure wird benötigt

Nicht nur der Bedarf an Blindleistung ist durch die Energiewende gestiegen, auch die Anzahl an möglichen Optionen zu deren Bereitstellung hat sich erhöht. Während in der Vergangenheit vor allem Netzbetriebsmittel oder konventionelle Erzeugungsanlagen Blindleistung bereitgestellt haben, ist durch den Zubau insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen eine Vielzahl neuer Optionen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs hinzugekommen.

In der näheren Vergangenheit wurde die Thematik intensiv erforscht, wie die Umfeldanalyse des Innovationsreports mit insgesamt 11 Forschungsvorhaben zu diesem Thema zeigt. Eine technisch vielversprechende Innovation ist der in der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 [6] skizzierte und von der ARGE Flächennetzbetreiber Ost implementierte Ansatz eines aktiven Blindleistungsmanagements. Damit wird nicht nur in den Spannungsebenen des Verteilnetzes die Einhaltung von betrieblichen Grenzwerten koordiniert, sondern werden auch die Maßnahmen zur statischen Spannungshaltung an den Verknüpfungspunkten mit dem Höchstspannungsnetz überregional organisiert. Dieses Vorgehen kann analog auch für nachgelagerte Netzebenen erfolgen, z. B. indem vorhandene Potenziale aus dem Mit-

telspannungsnetz zum Verknüpfungspunkt am Hochspannungsnetz aggregiert werden. Im Zuge der Energiewende wird der Bedarf an Blindleistung steigen. Gründe hierfür liegen in den durch die Entkopplung von Erzeugungs- und Verbrauchszentren länger werdenden Transportwegen, in den lokalen Spannungsanhebungen durch den Anschluss vieler dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz sowie in dem zunehmenden Anteil der Verkabelung im Verteilnetz. Um diesem steigenden Bedarf zu begegnen, wurde im VDE FNN im letzten Jahr eine Ausweitung des Stellbereichs für die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen intensiv diskutiert. Hierbei wurde deutlich, dass dies deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen haben kann. Daher wurde und wird zwischen Netz- und Anlagenbetreibern kontrovers diskutiert, inwiefern es auch einer Innovation bezüglich gerechterer Verteilung der bei der Blindleistungserbringung entstehenden Kosten bedarf. Die Positionen der betroffenen Stakeholder wurden im „Branchenmeinungsbild – Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung“ durch die dena-Plattform Systemdienstleistungen detailliert erläutert. Sie sind in Abb. 3 zusammengefasst [7].

Eine Klärung der Frage, ob Blindleistungsbereitstellung vergütet werden sollte oder nicht, konnte bis heute nicht herbeigeführt werden. Dies ist jedoch dringlich, damit der notwendige technische Weiterentwicklungsprozess nicht durch Vergütungsfragen blockiert wird.

Fazit

Die in diesem Artikel angesprochenen Maßnahmen und Analysen zeigen, dass im Themenfeld Systemdienstleistungen eine Vielzahl von Innovationen implementiert

wurden und diskutiert werden. Die an der dena-Plattform Systemdienstleistung beteiligten Experten wurden im Rahmen des Innovationsreports gebeten, den Entwicklungszustand der einzelnen Systemdienstleistungen mit Hilfe eines Ampel-Schemas zu bewerten. Im Ergebnis (Abb. 4) ergibt sich ein generell positives Bild, dass jedoch auch Innovationsbedarf in einzelnen Teilbereichen (z. B. Senkung der Redispatch-Kosten, Pilotierung netzbildender Umrichter und Auflösung des Konflikts bezüglich Blindleistungsvergütung) zeigt.

Die Beherrschung der immer weiter steigenden Komplexität im Energiesystem ist die grundlegende Herausforderung für den Stromnetzbetrieb der Zukunft. Mit Blick auf den zukünftigen Innovationsbedarf im Themenfeld Systemdienstleistungen lassen sich insbesondere drei Handlungsfelder ableiten: Erstens eine weiter vertiefte, netzebenenübergreifende Kooperation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern. Zweitens, Ausnutzen der Möglichkeiten der Digitalisierung im Hinblick auf eine intelligente Netzsteuerung. Drittens, kontinuierliche Prüfung und Weiterentwicklung des bestehenden Regulierungs- und Regelrahmen mit dem Ziel einer Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende.

Quellen

- [1] <https://www.dena.de/plattform-sdl>
- [2] dena: Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem, 2016. www.goo.gl/5ogi1x
- [3] dena: Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem, 2016. www.goo.gl/5ogi1x
- [4] dena: Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz, 2017. www.goo.gl/d7F3Ct
- [5] dena: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030, 2016. www.goo.gl/jfSZKu
- [6] dena: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, 2014. www.goo.gl/9UqZPy
- [7] dena: Branchenmeinungsbild – Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, 2017.

H. Seidl, Bereichsleiter Energiesysteme und Energiedienstleistungen, S. Mischinger, Teamleiter Stromnetze, Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin mischinger@dena.de



Abb. 4 Innovationsbarometer Systemdienstleistungen auf einen Blick