

Nutzen von Smart Grids – Untersuchungen im E-Energy Projekt „eTelligence“

Dierk Bauknecht, Matthias Koch, Björn Illing, Sabine Ritter und Hannes Rüttinger

Wozu benötigen wir Smart Grids? Ein Hauptgrund, warum Informations- und Kommunikationstechnologien im Stromsystem an Bedeutung gewinnen, ist die Integration der erneuerbaren Energien. Diese sind zum einen eine Herausforderung für die Verteilnetze, die einen großen Teil dieser neuen Erzeuger aufnehmen müssen. Zum anderen wird es durch die variable und unsichere Einspeisung vor allem von Wind- und Photovoltaik (PV)-Strom schwieriger, Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. In beiden Fällen können Smart Grids einen Beitrag zur Systemintegration von erneuerbaren Energien leisten. Im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten E-Energy Projekt „eTelligence“ werden zurzeit beide Aspekte sowohl modellgestützt als auch im Rahmen eines einjährigen Feldversuchs analysiert und bewertet.

Der Nutzen von Smart Grids kann zunächst durch einen verbesserten Betrieb von bestehenden Stromerzeugungs- und Netzübertragungskapazitäten entstehen (vgl. Tab.). Darüber hinaus können durch Smart Grids auch Investitionen in die Erweiterung der Infrastruktur, bspw. den Bau neuer Regelkraftwerke oder dem klassischen Netzausbau, vermieden oder zumindest verringert werden.

Der ökonomische Nutzen aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigt sich dabei vor allem bei der Entwicklung der Stromgestehungskosten und Netznutzungsentgelte und damit letztlich dem Strompreis. Der ökologische Nutzen entsteht durch die Verdrängung von konventioneller Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen durch erneuerbare Energien und einer damit einhergehenden Senkung der strombedingten CO₂-Emissionen.

Auswirkungen auf die Netze

Die zunehmend dezentrale Einspeisung hat direkte Auswirkungen auf die Leistungsflüsse. Früher erfolgten diese von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen, also unidirektional. Heute prägen sich die Leistungsflüsse bidirektional aus, d. h. der Strom fließt zu bestimmten Zeiten von den niedrigeren zu den höheren Spannungsebenen. Zusätzlich führt die dezentrale Er-

zeugung zu einer Spannungserhöhung am Netzanschlusspunkt, was zu Problemen bei der Einhaltung von Spannungsgrenzwerten beim Endverbraucher führen kann. Dies tritt vor allem in heterogenen Netzen auf, die sowohl über einspeise- als auch lastdominierte Netzstränge an einer Sammelschiene eines Umspannwerks verfügen. Der Stufensteller des Transformators ist dann nicht mehr in der Lage, einen passenden Arbeitspunkt zu finden, um bei jedem Endkunden die Einhaltung des Spannungsbands mit einer Toleranz von maximal $\pm 10\%$ der Nennspannung zu gewährleisten. Ohne die Entwicklung neuer innovativer Lösungen wäre ein kostenintensiver Ausbau der Netze die Folge.

Im Rahmen des Projekts eTelligence werden daher Lösungsansätze untersucht, mit denen ein optimaler Betrieb des Verteilernetzes durch Bereitstellung von Netzdienstleistungen an dezentralen Erzeugeranlagen (DER), wie z. B. PV-, Windenergieanlagen und Blockheizkraftwerke (BHKW), ermöglicht werden soll. Ziel ist es, den kapitalintensiven Netzausbau zu vermeiden bzw. zu verschieben, solange nicht alle anderen Möglichkeiten ausgeschöpft sind. Hierzu hat das Fraunhofer AST einen Systemlösungsansatz entwickelt, der Potenziale durch dezentrale Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb nutzbar machen soll.

Netzausbaukosten

Für den zu erwartenden Netzausbau wird die Annahme der Notwendigkeit der Ertüchtigung von ca. 10 % des Höchstspannungsnetzes in den nächsten zehn Jahren auf die unteren Spannungsebenen adaptiert. Aktuell wird für Netzbetriebsmittel gemäß StromNEV ein Abschreibungszeitraum von 40 Jahren angenommen. Vor dem Hintergrund der höheren Dynamik in der Topologie der Netze ist eine Neubewertung notwendig, sofern keine anderen Maßnahmen getroffen werden.

Auf Basis dieser Annahmen lassen sich die mittleren jährlichen Investitionen abschätzen, die zum Ausbau der Netze notwendig sind. Es stellt sich nun die Frage, ob der Netzausbau in jedem Fall einen volkswirtschaftlich sinnvollen Schritt darstellt. Kritische Netzsituationen treten nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auf, die z. B. durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen beherrschbar bzw. vermeidbar wären. Kritische Zeiträume sind bspw. Wochenenden im Sommer mit hoher Einspeisung aus PV-Anlagen bei gleichzeitig geringem Verbrauch. Die Eintrittshäufigkeit wurde mit 400 Stunden pro Jahr (ca. 5 %) abgeschätzt. Für diese Eintrittshäufigkeit ist der Netzausbau nicht die ökonomisch effizienteste Maßnahme.

Tab.: Nutzen von Smart Grids im Stromsystem

	Betrieb	Investitionen
Kraftwerkspark/Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch	Stromsystem kann mehr erneuerbare Energien aufnehmen; Weniger konventionelle Kraftwerke im ineffizienten Teillastbetrieb	Geringerer Bedarf an neuen, flexiblen Kraftwerken
Netz	Reduktion von Netzverlusten Sicherstellung der Systemstabilität durch Frequenz- und Spannungshaltung bzw. Blindleistungskompensation	Ersatz oder Verzögerung von Erweiterungsinvestitionen (klassischer Netzausbau)

Natürlich lässt sich nicht sämtlicher Netzausbau vermeiden. Zusätzlich reduzieren die Einrichtung und Betreuung der notwendigen Informations- und Kommunikationssysteme sowie die Forderung eines volkswirtschaftlichen Vorteils die Mittel, die für eine marktintegrierte Lösung zur Verfügung stehen. Nichtsdestotrotz wurde im Rahmen des Projekts „eTelligence“ auf Basis der festgelegten Randbedingungen eine maximale Vergütung von 60 €/Mvarh ermittelt. Dieser Betrag steht dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung, um am regionalen Energiemarkt Blindleistung nachzufragen, welche er zur Netzoptimierung einsetzen kann.

Optimierung im Verteilnetz

Das Optimierungsmodell des Verteilnetzes bildet die physikalischen Zusammenhänge zwischen Lasten, Einspeisung und dem Übertragungsverhalten des Netzes ab. Hierbei sind die dezentralen Erzeuger mit ihren Flexibilitätäten in der Bereitstellung von Blindleistung sowie regel- bzw. abschaltbare Lasten die Stellglieder des Systems und ermöglichen somit eine Optimierung des Netzbetriebs. Als Eingangsdaten dienen die Parameter und Charakteristiken der Einspeiser und Verbraucher sowie reale Messwerte von Ortsnetzstationen (Spannungen, Ströme, Wirkleistung, Blindleistung) des Verteilnetzes Cuxhaven, deren zukünftiges Verhalten prognostiziert wird.

Basierend auf diesen Prognosen ergeben sich Spannungsprofile entlang der Leitungen sowie Leitungsverluste. Im Rahmen des Projektes werden daher zwei Ansätze zur Optimierung des Netzes verfolgt und in der jeweiligen Zielfunktion berücksichtigt: die Minimierung von Spannungserhöhungen (U-Q-Optimierung) durch dezentrale Einspeisungen und die Minimierung der Netzverluste (P-Q-Optimierung) auf den Leitungen.

Für beide Ansätze wurden nichtlineare Optimierungsmodelle entwickelt, wobei man sich auf ein Versorgungsgebiet in der Modellregion Cuxhaven konzentrierte. Die Modelle berechnen die hinsichtlich der jeweiligen Zielfunktion optimalen Fahrpläne für die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung durch die dezentralen Anlagen in das Verteilnetz, wobei deren Leistungsfaktoren die Stellgrößen der Modelle sind. Simulationsberechnungen haben

gezeigt, dass sich durch diese Optimierungsmaßnahmen wesentlich mehr erneuerbare Energien in die Verteilnetze integrieren lassen. Des Weiteren konnte eine Reduktion der Netzverluste von 6-20 % erzielt werden.

Auswirkungen auf den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch

Um die Auswirkungen von Smart Grids auf den Kraftwerkseinsatz und die Systemintegration erneuerbarer Energien quantifizieren zu können, hat das Öko-Institut im Rahmen von „eTelligence“ das Strommarktmodell PowerFlex entwickelt. Damit wird untersucht, wie sich die „eTelligence“-Flexibilität auf die CO₂-Emissionen und Gestehungskosten der Stromversorgung auswirkt. Hierbei geht es nicht nur um die Modellregion Cuxhaven, sondern generell um den Einsatz von Flexibilität im Kontext des deutschen Kraftwerksparks.

Flexibilität meint hier die Verlagerung des Stromverbrauchs sowie die Anpassung der Kraftwerksleistung an die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Steigt die fluktuierende Erzeugung, wird mehr Flexibilität im Stromsystem benötigt. Im derzeitigen deutschen Stromsystem stehen dafür regelbare konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und der Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern zur Verfügung. Zukünftig werden neben neuen Speichertechnologien vor allem auch eine flexible Nachfrage und steuerbare dezentrale Erzeuger in Smart Grids eine wichtige Rolle spielen. Mehr dezentrale Flexibilität im Stromsystem verändert zum einen den Einsatz der konventionellen Kraftwerke. Zum anderen trägt sie dazu bei, dass mehr Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden kann.

Höhere Effizienz konventioneller Kraftwerke

Die höhere Effizienz im konventionellen Kraftwerkspark ergibt sich sowohl aus einer Verschiebung der Stromproduktion zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen, als auch aus dem effizienteren Betrieb einzelner Kraftwerke.

Durch dezentral bereitgestellte Flexibilität kann der Einsatz konventioneller Kraftwer-

ke tendenziell von Spitzenlast- zu Grundlastkraftwerken verschoben werden. Die Stromerzeugung verlagert sich dadurch zu Kraftwerken mit geringeren Grenzkosten. Dies erhöht die ökonomische Effizienz, führt aber bspw. im gegenwärtigen deutschen Kraftwerkspark durch die Verschiebung von Gas- zu Kohlekraftwerken auch zu höheren CO₂-Emissionen. Dieser Effekt tritt allerdings nur vorübergehend während der Transformation des Kraftwerksparks hin zu einem überwiegend auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem auf – mit dann deutlich verringerten CO₂-Emissionen.

Zentrale Großkraftwerke werden häufig auch in ineffizienter Teillast betrieben, um flexibel auf Last- und Einspeiseschwankungen reagieren zu können. Durch den modularen Aufbau von kleineren, dezentralen Kraftwerken ist dieses „Teillastproblem“ weniger relevant. Intelligent gesteuert kann auch mit dezentralen Kraftwerken und Lastverlagerungen Regelkapazität bereitgestellt werden. Zentrale Großkraftwerke können dann verstärkt unter Volllast und damit effizienter betrieben werden. Im Feldtest selbst wird die Bereitstellung von Regelkapazität durch die eTelligence-Akteure nicht erprobt, in der Modellierung aber mit betrachtet.

Verbesserte Integration Erneuerbarer

Diese Effekte im konventionellen Kraftwerkspark führen zu einer graduellen Verbesserung der Effizienz. Kosten und CO₂-Emissionen können aber noch deutlicher sinken, wenn eine flexible Nachfrage und regelbare dezentrale Erzeuger dazu beitragen, dass mehr erneuerbare Energien in das Stromsystem integriert werden können.

Dies spielt heute noch keine große Rolle, doch wird es mit einem steigenden Anteil der Erneuerbaren zukünftig häufiger zu Situationen kommen, in denen die Stromerzeugung aus Wind und Sonne ohne zusätzliche Flexibilität abgeregelt werden muss. Deshalb reicht es nicht aus, die in „eTelligence“ entwickelte Smart Grid-Flexibilität nur anhand heutiger Marktpreise zu bewerten. Dadurch würde die zusätzliche Integration der Erneuerbaren, die zukünftig an Bedeutung gewinnt, ausgeblendet.

Zur Integration der erneuerbaren Energien durch Smart Grids tragen zwei Effekte bei: Erstens kann die Verschiebung der Stromnachfrage hin zu Zeiten hoher Windeinspeisung verhindern, dass der Windstrom die Nachfrage übersteigt und deshalb teilweise nicht genutzt werden kann. Zweitens kann dezentrale Flexibilität die Bereitstellung von Regelkapazität in Großkraftwerken ersetzen, die andernfalls zu einer Sockelstromerzeugung führt und so Strom aus erneuerbaren Energien verdrängt.

Diese Effekte werden dann relevant, wenn Strom aus Erneuerbaren einen hohen Anteil erreicht und zeitweise die Nachfrage übersteigt (negative Residuallast). Kann dieser „überschüssige“ Strom mit Hilfe dezentraler Flexibilität doch genutzt werden, so können konventionelle Stromerzeugung direkt ersetzt und damit verbundene Kosten und CO₂-Emissionen vermieden werden. Dies führt zu höheren Einspareffekten als der effizientere Betrieb der konventionellen Kraftwerke.

Szenarienrechnungen

Erste Szenarienrechnungen für die Jahre 2010, 2020 und 2030 bestätigen diese Effekte. Da im Jahr 2010 die verfügbare Strommenge aus erneuerbaren Energien noch vollständig genutzt werden kann, wirkt sich der Nutzen von Smart Grids ausschließlich auf den effizienteren Betrieb des Kraftwerksparks aus. Doch bereits im Jahr 2020 muss ein Teil des Wind- und PV-Stromangebots abgeregelt werden, während gleichzeitig fossile Kraftwerke weiterhin in Betrieb sind, um die benötigte Regelkapazität bereitzustellen. Durch eine Verschiebung der Stromnachfrage und des flexiblen Einsatzes von Biomassekraftwerken kann ein Teil der erneuerbaren Energie genutzt werden, der sonst abgeregelt werden müsste.

Es reicht also nicht aus, den Nutzen von Smart Grids unter den gegenwärtigen Marktbedingungen zu beurteilen, da der Systemnutzen von Flexibilität mit zunehmenden fluktuierenden erneuerbare-Energien-Stromanteil zunimmt. Stellen flexible Stromverbraucher und dezentrale Erzeuger zusätzlich auch Regelkapazität bereit, kann die Abregelung von Strom aus Wind und Sonne weiter reduziert werden.

Koordinierung der Einsatzbereiche

Die dargestellten Untersuchungen in „eTelligence“ zeigen, welchen Beitrag Smart Grids zur effizienteren Integration erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeuger leisten können – sowohl auf der Seite des Verteilnetzes als auch beim Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem.

Neben der Analyse der Einzeleffekte ist aber auch wichtig, wie die verschiedenen Einsatzbereiche von Smart Grids koordiniert werden können. Dies betrifft sowohl den realen Einsatz der Anlagen als auch die gekoppelte Analyse der Effekte. Die technische Optimierung des Verteilnetzes und die marktgetriebene Optimierung des Kraftwerksparks können zu einem lokalen Zielkonflikt auf Verteilnetzebene führen hinsichtlich der Steuerung von dezentralen Einspeisern und flexiblen Verbrauchern:

Regional tritt eine hohe Einspeisung aus PV-Anlagen in einem Verteilnetz auf und bringt es an seine Auslastungsgrenzen. Gleichzeitig herrscht eine überregionale Windflaute. In der Folge kommt es zu steigenden EEX-Preisen und die Optimierung des Kraftwerksparks veranlasst die im Verteilnetze installierten BHKW zur Einspeisung. Der Verteilnetzbetreiber muss gegensteuern, um das Netz stabil zu halten.

Beispiel 1: Lokaler Zielkonflikt

Die Flexibilität der einzelnen Akteure kann jeweils nur einmal und auch nur in eine Richtung verwendet werden. Andererseits können auch Konstellationen auftreten, in denen sich der Nutzen von Flexibilität in einem Smart Grid sowohl auf den Netzbetrieb als auch die Systemintegration von erneuerbaren Energien auswirkt:

Eine regional hohe Einspeisung aus PV-Anlagen und eine hohe überregionale Windeinspeisung treten gleichzeitig auf. In der Folge kommt es zu sinkenden EEX-Preisen und die im Verteilnetze installierten BHKW werden abgeregelt. Marktanreiz und Anreiz zur Netzstabilisierung fallen zusammen.

Beispiel 2: Gemeinsamer Nutzen von Flexibilität in Smart Grids

Zu Koordination zwischen Verteilnetz und Strommarkt wurde in „eTelligence“ ein regionaler Marktplatz für Energie eingerichtet, in dem der Verteilnetzbetreiber, die sowie flexible Verbraucher zusammengeführt werden. Dabei zeigt sich, dass gerade für den Verteilnetzbetreiber die Marktteilnahme schwierig ist. Dies liegt u. a. daran, dass für Blindleistung der Netzbetreiber als alleiniger Nachfrager auftritt und auf der Anbieterseite die Lokalität der Blindleistungsprodukte die Anbieterzahl begrenzt. Durch die unzureichende Anzahl von Marktteilnehmern ist eine Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung eines Marktes für Blindleistung nicht erfüllt. Alternativ zum Handel von Energiemengen können Optionsprodukte dem Verteilnetzbetreiber über langfristige Verträge die direkte Beeinflussung von Einspeisern und Verbrauchern in kritischen Situationen gestatten. Diese erhalten eine Grundvergütung für den Optionsvertrag sowie eine zusätzliche Vergütung, wenn die Option abgerufen wird.

Für die Bewertung von Smart Grids ist wichtig, dass die dargestellten Effekte im Netz und im Kraftwerkspark nicht einfach addiert werden können. Vielmehr müssen im Rahmen weiterführender modellgestützter Untersuchungen die Optimierung des Netzbetriebs und der bestmögliche Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement (Strommarktmodell) über einen iterativen Prozess miteinander gekoppelt werden. Das Verteilnetz wirkt dabei einerseits als zusätzliche Flexibilitätsrestriktion für die angeschlossenen dezentralen Einspeiser und Verbraucher, andererseits konkurriert es mit dem Gesamtsystem um die Nutzung dezentraler Flexibilität. In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien müssen sich Verbraucher, Verteilnetzbetreiber und Einspeiser zukünftig koordiniert verhalten. Der Nutzen von Smart Grids zeigt sich dann sowohl auf der Netz- als auch auf der Kraftwerksseite.

*D. Bauknecht, Dr. M. Koch, Öko-Institut e. V., Freiburg; B. Illing, S. Ritter, H. Rüttiger, Fraunhofer Anwendungszentrum Systemtechnik, Ilmenau
d.bauknecht@oeko.de
sabine.ritter@iosb-ast.fraunhofer.de
hannes.ruettinger@iosb-ast.fraunhofer.de*