BDI

Impulse für eine smarte ENERGIEWENDE

Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft

Impulse für eine smarte Energiewende

Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft

Motivation und Inhalt

Die Energiewende ist eines der entscheidendsten Projekte unserer Generation. Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien unter Beibehaltung der globalen Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland stellt Politik und Gesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft vor große Herausforderungen.

Insbesondere unsere Stromnetze und Strommärkte können die neuen Anforderungen aus diesem Transformationsprozess weder technisch noch ökonomisch angemessen abbilden. Neben dem Primärgut „Energie" gewinnen „Kapazitäten" (für Stromerzeugung und Transport) zunehmende Bedeutung. Eine Energiewirtschaft, die auf erneuerbaren Energien beruht, unterscheidet sich deutlich von den Systemen der Vergangenheit. Wind und Sonne erzeugen Elektrizität ohne nennenswerte Grenzkosten, aber mit signifikanten Fluktuationen. Die Zahl der Produktionsanlagen vervielfältigt sich um Größenordnungen und führt zu einer Dezentralisierung der Produktion. Und das derzeitige Strommarktdesign hat sich unter Prämissen entwickelt, die schon heute teilweise und insbesondere in der Zukunft nicht mehr zutreffen.

Die Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns, das diesen Herausforderungen adäquat begegnen kann, ist komplex und erfordert einen gut durchdachten und akzeptierten Interessensausgleich. Es muss den unterschiedlichen wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, den konventionellen Kraftwerken, industriellen Verbrauchsanlagen, Endverbrauchern und Speichern Rechnung tragen. Außerdem muss das Marktdesign einen Anreiz für die Einbeziehung der Nachfrageseite sowie die notwendige Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur setzen. Um Prozesse mit ökonomisch akzeptablen Transaktionskosten abwickeln zu können, ist zwischen den Marktteilnehmern eine schnelle Kommunikation notwendig. Diese informations- und kommunikationstechnische Vernetzung relevanter Komponenten des Energiesystems (Angebot, Nachfrage, Netz) wird zu einer neuen Infrastruktur führen, das man als *Internet der Energie* bezeichnen kann.
Diese Änderungen sind weitreichend und sie betreffen sowohl den Marktbereich als auch den regulierten Netzbereich. Um die notwendige Diskussion zielführend zu gestalten, ist es sinnvoll, sich zunächst über die *Prinzipien* zu einigen, die einen Rahmen für den Diskurs zum genannten Interessenausgleich schaffen. Das vorliegende Papier macht einen Vorschlag für solche Prinzipien.

Auf diesen Prinzipien fußend entwickelt das Papier konkrete Handlungsempfehlungen auf dem Weg zu einem neuen Marktdesign und der notwendigen technischen Infrastruktur. Diese Impulse für die Umsetzung der Energiewende richten sich insbesondere an die politischen Entscheidungsträger auf lokaler, Landes- und Bundesebene. Es ist zu wünschen, dass die Empfehlungen Eingang in die Zielformulierung der politisch Handelnden finden.

1. Herausforderungen für das Design eines neuen Strommarkts

Das heute existierende Marktdesign für die Elektrizitätsmärkte („Energy-only"-Markt) wurde auf der Grundlage der europäischen Vorgaben zur Liberalisierung und zur Schaffung eines Binnenmarkts für die Erzeugung und Verteilung von Strom aus konventionellen Kraftwerken entwickelt und hat sich dafür in den vergangenen zwei Jahrzehnten bewährt. Durch das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) und später durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde zusätzlich zum existierenden Strommarkt ein Mechanismus zum Ausbau erneuerbarer Energien (EE) etabliert. In der Startphase des EEG wurden aufgrund der relativ geringen EE-Leistung keine größeren Stabilitätsbeeinträchtigungen, Engpässe im Netz oder negative Auswirkungen auf den Energy-only-Markt festgestellt. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien wird jedoch klar, dass sowohl technische Schwierigkeiten im Netz (siehe Infobox „Verteilnetze") als auch Auswirkungen auf den Strommarkt entstehen, die unter den derzeit existierenden Marktregeln negative wirtschaftliche Effekte für konventionelle Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Stromkunden nach sich ziehen. Dies hat auch Einfluss auf das Ziel der Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten.

Die Anschlussleistung der heute installierten EE-Anlagen beträgt etwa 64 GW. Prognosen deuten darauf hin, dass bei unveränderten Marktverhältnissen mit einem Anstieg der Anschlussleistung auf etwa 130 GW bis 2030 zu rechnen ist. Jedoch schwanken die tatsächlichen Einspeisemengen enorm, sowohl pro Tag als auch pro Monat und Jahr. In der Regel liegen die Einspeisemengen aufgrund niedriger Volllaststunden deutlich unter der installierten Anschlussleistung. In diesen Fällen müssen konventionelle Kraftwerke und Speicher die Stromerzeugung übernehmen, denn selbst bei einem hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung bleibt ein konventioneller Kraftwerkspark für Backup- und Systemdienstleistungen erforderlich. Außerdem stellt sich die Frage, ob die Verteilnetze in jedem Fall auf die (prognostizierte) maximalmögliche Einspeisemenge auszulegen sind.

Die technischen Probleme im Netz sind wesentlich abhängig von der verfügbaren Netzkapazität und dem Stand der eingesetzten Technik. Lösungsmöglichkeiten bestehen abhängig von den lokalen Rahmenbedingungen durch den konventionellen Netzausbau oder eine flexible Steuerung der Kapazitäten durch intelligente Vernetzung. Insbesondere rückt die *Kapazität* in den Fokus der Planungen. Es gilt die Bereitstellung von Erzeugungskapazität aus EE-Anlagen[1] und konventionellen Kraftwerken[2], sowie der benötigten Transport- und Verteilnetze volkswirtschaftlich zu optimieren. Zur Reaktion auf die zunehmende Volatilität, induziert durch die EE-Erzeugung, ist eine erhöhte *Flexibilität* bei konventioneller Erzeugung, Speicherung und Lastverschiebung essentiell. Die Verschiebung der Stromerzeugung weg von Großkraftwerken hin zu dezentralen Anlagen auf unteren Spannungsebenen legt eine dezentrale Problemlösung mit einer sinnvollen Aufgabenverteilung zwischen den marktlichen und regulierten Rollen (z.B. Verantwortung für Fluktuationen der EE-Erzeugung, Erstellung präziser Prognosen) nach dem Prinzip der *Subsidiarität* nahe.

Zur weiteren Umsetzung der Energiewende ist nicht nur eine Weiterentwicklung des EEG hin zu einer Integration in den Markt, sondern auch der Marktregeln zwingend erforderlich. Die Entwicklung eines neuen Marktdesign ist jedoch komplex. Der Begriff Marktdesign verdeutlicht die Gestaltungsverantwortung und den möglichen Gestaltungsspielraum durch einen gesetzlichen Rahmen. Es muss den unterschiedlichen wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften von EE-Anlagen , konventionellen Kraftwerken , industrieller Verbrauchsanlagen und Speichern Rechnung tragen. Außerdem muss das Marktdesign einen Anreiz für den (intelligenten) Netzausbau genauso setzen wie für die Einbeziehung der Nachfrageseite. Diese Änderungen betreffen sowohl den Marktbereich als auch den regulierten Netzbereich. Insbesondere im Zusammenspiel dieser beiden Sphären liegt das Potential für effiziente Lösungen der neuen Versorgungsaufgaben. Die Grundlage hierfür bildet eine informations- und kommunikationstechnische Vernetzung relevanter Komponenten (Angebot, Nachfrage, Netz) des Energiesystems hin zu einem *Internet der Energie*[3].

1. EE-Anlagen zeichnen sich durch niedrigen/keinen CO2-Ausstoß und relativ hohe fixe Kosten pro installierte Leistung bei gleichzeitig variablen Kosten nahe null aus. Allerdings ist die verfügbare Leistung nicht gesichert, sondern von Wetter und Tageszeit abhängig.

2. Konventionelle Kraftwerke haben (gemessen an der Betriebsdauer von 40 Jahren) relativ niedrige fixe Kosten pro installierter Leistung; die marginalen Kosten sind abhängig von den Brennstoffkosten und, im Fall fossiler Kraftwerke, der Kosten für CO2-Zertifikate. Ihr Einsatz ist planbar und die Leistung gesichert verfügbar.

3. BDI IKT für die Energiemärkte der Zukunft 2008

Infobox Verteilnetze

Das Stromnetz untergliedert sich in Netze mit verschiedenen Spannungsebenen. Die Hoch- und Höchstspannungsnetze (110 kV – 380 kV) dienen dem Stromtransport über längere Distanzen. Die Stromverteilung erfolgt dagegen auf der Ebene der Mittelspannungs- (24 kV) und der Niederspannungsnetze (400 V). Der Aufbau der Netze ist abhängig von lokalen Rahmenbedingungen. So existieren bei Freileitungsnetzen i.d.R. Sternstrukturen, d.h. die Verbraucher sind über die sternförmig an einer Ortsnetzstation angeordneten Leitungsstränge angeschlossen. Dagegen wird bei Erdverlegung eine vermaschte Ringnetzstruktur gewählt, was häufig in urbanen Gebieten der Fall ist. Hierbei können Verbraucher eines Leitungsstrangs über mehrere Ortsnetztransformatoren versorgt werden, jedoch ist auch ein strahlenförmiger Betrieb möglich. Da die meisten EE-Anlagen dezentral installiert sind, speisen über 97 Prozent der EE-Anlagen in die Verteilnetze ein (Bundesnetzagentur, 2012a). Die Einspeisung erfolgt mit Hilfe einer marginalen Spannungserhöhung. Dies kann in Netzsträngen mit großem Anteil EE-Anlagen zu einem Anstieg der Spannung führen. Jedoch muss sich die Spannung in einem Band von +/- 10 Prozent um 230 V bewegen, um einen erhöhten Stromverbrauch und technische Schäden an Verbrauchsanlagen zu verhindern. Daher sind Investitionen insbesondere in den Netzgebieten notwendig, in denen ein hoher Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen installiert ist, da das Stromnetz hier schnell an seine Grenzen stößt. In einigen Regionen kommt es bereits heute zu temporären Überlastungen der Netzbereiche. Folgende Netzprobleme lassen sich beobachten:

Zeitweise Spannungsbandverletzungen

Ein durch fluktuierende Einspeisung verursachtes und sich permanent änderndes Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch kann in Strängen des Verteilnetzes zu zeitweisen Spannungsbandverletzungen führen. Besonders anfällig sind Stränge mit einem hohen Anteil fluktuierender Einspeisung. So führt eine zeitweise hohe Einspeisung bei gleichzeitig geringem Verbrauch zu einer erhöhten Spannung. Dies kann zur Auslösung von Schutzeinrichtungen in Industrie- und Kundenanlagen oder zur Beschädigung von Anlagen führen.

Zeitweise Umkehr des Lastflusses

Die Primär- und Sekundärtechnik in Verteilnetzen ist für den unidirektionalen top-down Lastfluss von zentralen Erzeugern hin zu dezentralen Verbrauchern ausgelegt. Durch fluktuierende Einspeisung kommt es zeitweise zu Situationen, in denen Verteilnetzbereiche Strom in die vorgelagerten Netze einspeisen, anstatt Strom aus diesen zu entnehmen. Dies wird als Umkehr des Lastflusses bezeichnet (bottom-up). Zunächst kann dies dazu führen, dass die Schutztechnik nicht wie vorgesehen funktioniert, was im Störungsfall Schäden für das Netz zur Folge haben kann. Zunehmend gibt es heute sogar Fälle, in denen der bottom-up Lastfluss in das vorgelagerte Netz größer ist als der top-down Lastfluss, für den das Netz konzipiert wurde. Dies führt zur vorzeitigen Alterung von Kabeln und Transformatoren und im Extremfall sogar zu deren Zerstörung.

Schwankungen der Netzfrequenz

Die Netzfrequenz ist ein Abbild des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Einspeisung durch regenerative Quellen verändert sich oftmals in schneller Zeitabfolge, z.B. wenn Wolken über eine Photovoltaik-Anlage ziehen. Diese Fluktuationen müssen durch die Modulation anderer Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen im Verbundnetz kompensiert werden. Infolge der zeitlichen Verzögerung bei der Kompensation schwankt die Netzfrequenz. Diese Schwankungen beeinträchtigen die Funktion vieler elektrischer Geräte und führen zu Resonanzschwingungen an Generatoren. Dies kann den Betrieb frequenzgesteuerte Anlagen stören oder zur Abschaltung von ganzen Netzabschnitten führen.

2. Prinzipien auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

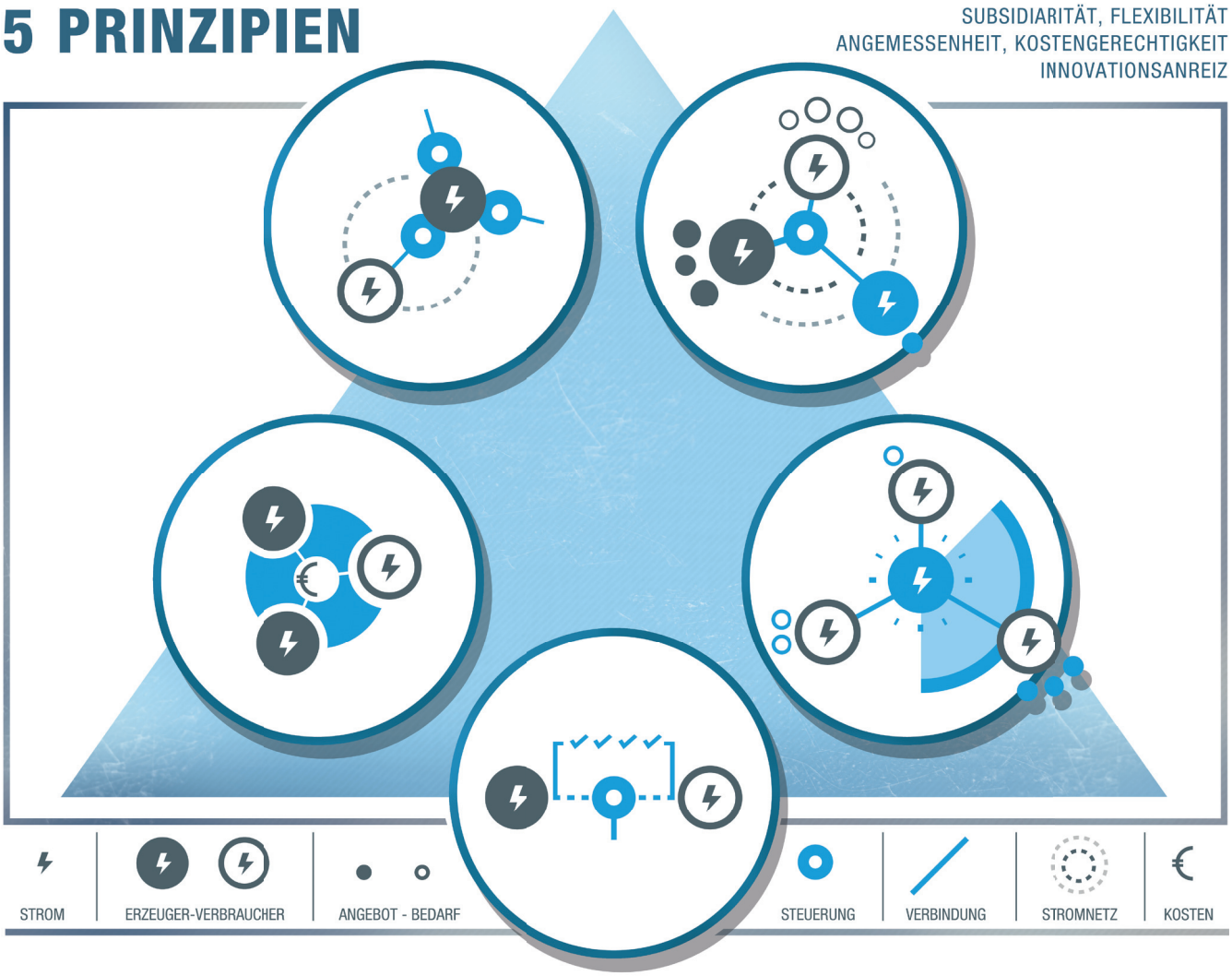
In der deutschen und europäischen Politik besteht Konsens über die drei wesentlichen energiepolitischen Ziele: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Diese sind in der Infobox verdeutlicht.

Versorgungssicherheit	*Wirtschaftlichkeit*	*Umweltverträglichkeit*
Die Versorgung mit Energie ist Grundvoraussetzung für wirtschaftliches und privates Leben. Daher ist eine stabile und ausfallsichere Versorgung für unsere Gesellschaft unverzichtbar.	Die internationale Wettbewerbsfähigkeit kann nur bei niedrigen Energiepreisen erhalten bleiben. Zudem sind niedrige Preise sozial. Dazu muss das Energiesystem wirtschaftlich effizient aufgebaut und betrieben werden.	Schutz und Schonung der Umwelt sind der dritte Eckpfeiler einer nachhaltigen Energieversorgung. Hierbei stehen Ziele wie die Energieeffizienz, die Reduktion von Emissionen (z.B. durch erneuerbare Energien) und der sparsame Umgang mit Ressourcen im Vordergrund.

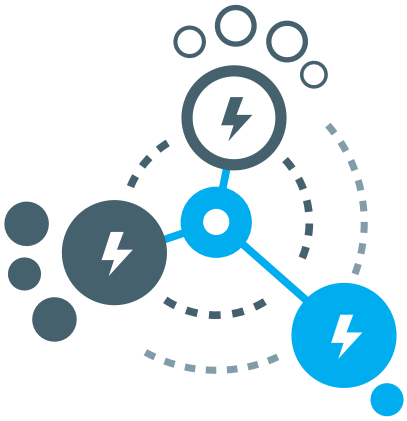
Das Energiekonzept 2050 der Bundesregierung sieht einen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien bis 2050 auf 80 Prozent vor. Es besteht weitgehend Konsens, dass der aktuelle rechtliche Rahmen des Strommarktes und des EEG aufgrund der sich ändernden Verhältnisse, insbesondere wegen des steigenden Anteils erneuerbarer Energieerzeugung, einer Neujustierung bedarf. Ausgehend von diesem energiepolitischen Dreieck muss ein neues Marktdesign entwickelt werden, das alle Wertschöpfungsstufen: Erzeugung (erneuerbar und konventionell)g, der Übertragung, der Verteilung sowie Verbrauch berücksichtigt. Jedoch stehen die drei energiepolitischen Ziele in Konkurrenz zueinander – das Finden einer geeigneten Balance ist daher eine originäre energiepolitische Aufgabe und Voraussetzung für die Festlegung des rechtlichen Rahmens.

Für die Zielsetzung eines solchen Marktdesigns, das gesamtgesellschaftlich akzeptiert wird und darüber hinaus den Regeln der Europäischen Union entspricht, lassen sich vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks fünf Prinzipien ableiten, die als Leitlinien für den Transformationsprozess dienen (vgl. Grafik):

- ***Subsidiarität***
- ***Flexibilität als ökonomisches Gut***
- ***Angemessenheit beim Auf- und Umbau der Infrastruktur***
- ***Kostengerechtigkeit***
- ***Anreize für Innovationen und Investitionen***



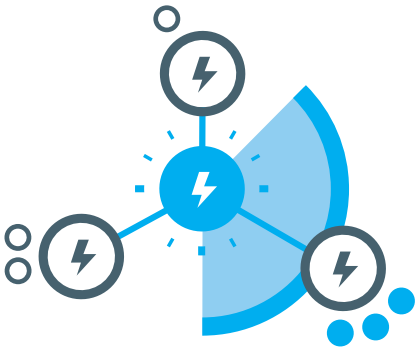
Diese fünf Prinzipien werden kurz erläutert.



2.1 Subsidiarität

Leitmotiv: *Löse entstehende Netzprobleme lokal und delegiere die Lösung nur dann auf höhere Netzebenen des Energiesystems, wenn diese lokal nicht mehr effizient lösbar sind.*

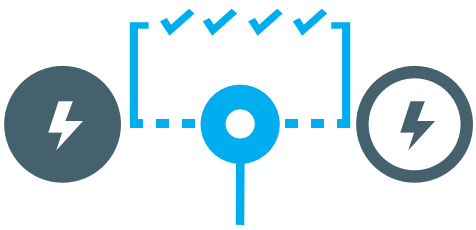
Ein wichtiges Ziel wirkungsvoller Regulierung muss es sein, möglichst umfassend greifende, einfache Regeln aufzustellen, mit denen die Herausforderungen des Energiesystems nachhaltig gelöst werden können. Die technische Realität zeigt jedoch, dass spezifische Maßnahmen notwendig sind, um regionalen Besonderheiten einzelner Verteilnetzen (fluktuierende Erzeugung, zusätzliche Lasten) zur Aufrechterhaltung von Netzstabilität und -zuverlässigkeit zu begegnen. Insofern ist ein Gleichgewicht zu finden, dass die Vorteile großer Verbundsysteme mit der Notwendigkeit lokaler Lösungen verknüpft. Der subsidiare Lösungsansatz ermöglicht, lokal auftretenden Problemen im Netz mit den jeweils lokal geeigneten technischen und organisatorischen Maßnahmen zu begegnen und so zur Stabilität des Gesamtsystems beizutragen.



2.2 Flexibilität als ökonomisches Gut

Leitmotiv: *Mache Flexibilität zu einem ökonomischen Gut.*

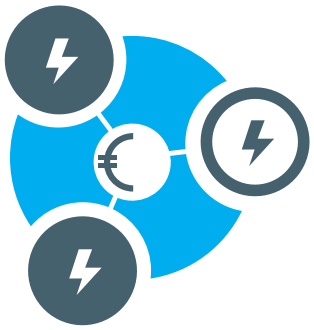
Fluktuierende Erzeugung erfordert Flexibilität bei Erzeugung, Übertragung, Speicherung und Verbrauch. Flexibilität hat jedoch ihren Preis. Um ihren wirtschaftlichen Nutzen erschließbar zu machen, muss Flexibilität als Wirtschaftsgut verstanden werden, das sowohl einen zeitlichen als auch einen räumlichen Bezug aufweist. Damit besteht ein ökonomischer Anreiz, Flexibilität lokal zu schaffen. Flexibilität ist für die Erreichung der energiepolitischen Ziele bei einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung ein unverzichtbarer Faktor.



2.3 Angemessenheit bei Auf- und Umbau der Infrastruktur

Leitmotiv: *Prüfe stets die Angemessenheit einer Maßnahme oder Vorgabe hinsichtlich Kosten, Risiken, Nutzen und Einschränkung Einzelner oder der Allgemeinheit.*

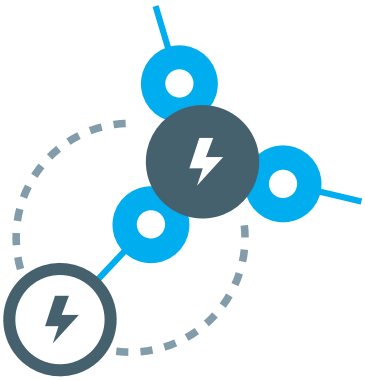
Der evolutionäre Umbau des Elektrizitätssystems sollte dem Prinzip der Angemessenheit folgen, d.h. die Verteilung der Kosten, Risiken und Erträge muss angemessen geschehen. Ziel ist, bei Eingriffen in das System die Verhältnismäßigkeit zu wahren und die Interessen der Einzelnen sowie der Allgemeinheit abzuwägen. Die beschlossenen Maßnahmen sollten dem Bedarf gerecht werden. Dies betrifft alle Ebenen des Marktdesigns, vom Aufbau bestimmter Kapazitäten (erneuerbar wie konventionell) über den Netzausbau bis hin zu Datenübertragung und Datenmanagement.



2.4 Kostengerechtigkeit

Leitmotiv: *Verteile die Kosten des Energiesystems gerecht auf Verursacher und Nutzer.*

Die Kostenverteilung bei Netzerweiterungen und Kapazitätsaufbau (erneuerbar wie konventionell) sollte externe Effekte einbeziehen und mit einem ausgewogenen Schlüssel sowohl Umlagekomponenten als auch Nutzen-Verhältnisse berücksichtigen. Das Verursachungsprinzip muss zum Ausgangspunkt der Überlegungen werden; eine undifferenzierte Umlage von Kosten und Risiken auf alle Verbraucher ist wo möglich zu vermeiden. Für Systemkosten, die über Umlagen finanziert werden, sind geeignete Bezugsgrößen zu wählen und eine faire Basis an Umlagezahlern festzulegen.



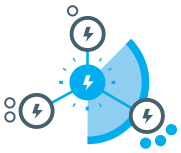
2.5 Anreize für Innovationen und Investitionen

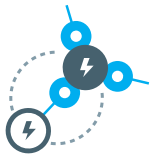
Leitmotiv: *Schaffe Anreize für Innovationen und Investitionen.*

Grundlage für Fortschritt und Effizienz sind Innovationen und Investitionen. Dafür müssen sowohl regulatorisch als auch technisch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden. Im regulierten Bereich müssen dabei z.B. Netzbetreiber die realistische Möglichkeit haben, innovative Lösungen zu wählen, wenn sie gegenüber klassischen Lösungen eine höhere Kosteneffizienz versprechen; im wettbewerblichen Bereich müssen innovationsverhindernde Regeln abgebaut werden (z.B. ausschließende Rollendefinitionen, Berechtigungen, Entgelte).

Wichtiger – mittelbarer – Investitionsanreiz wird die Kontinuität eines künftigen Marktdesigns sein, welches Investitionen in die vom Markt nachgefragte und technisch benötigte Infrastruktur honoriert und so langfristig Vertrauen für Investitionen und Innovation schafft.

3. Handlungsempfehlungen





3.1 Integration der EE-Erzeugung in den Markt

Mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien stellen diese einen immer wichtigeren Teil der Stromversorgung dar. Dieser wichtige Teil steht derzeit jedoch noch weitgehend außerhalb der Märkte. Mit steigender Relevanz sollte auch die EE-Erzeugung sukzessive entsprechend ihrer Marktreife in den Markt integriert werden. Damit geht auch einher, dass das Risiko fluktuierender Einspeisung und die dadurch verursachten Systemeffekte auf die Betreiber der EE-Anlagen übertragen werden. Diese Anlagen bzw. Anlagenverbünde sollten wie konventionelle Erzeugungseinheiten Fahrpläne erstellen und Verantwortung für Abweichungen von den Fahrplänen übernehmen. Erst durch eine solche Übertragung von Systemverantwortlichkeit werden Anreize für bessere Prognosen und reduzierte Schwankungen durch gezielten Eigenverbrauch, lokale Speicherung und Bildung von Verbünden gesetzt. Zur Gewährung von Bestandsschutz sollte die Regelung nur für zukünftige Neuanlagen gelten; bei einer volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit könnten aber auch Bestandsanlagen durch zusätzliche Vergütungen dazu motiviert werden, ihre Erzeugungsmengen direkt zu vermarkten.

Beitrag zum Zielsystem

Derzeit sind für den Ausgleich der Fluktuationen aus Wind- und Sonnenstrom größtenteils die Übertragungsnetzbetreiber zuständig, die den Strom von dem zunächst abnahmepflichtigen Verteilnetzbetreibern abzunehmen haben und ihn dann an der Börse vermarkten müssen[1] . Ein Ziel muss es sein, schrittweise die erneuerbaren Energien ganz in den Markt zu integrieren und die Verantwortung für Fluktuationen bzw. deren Prognose auf marktliche Akteure zu übertragen.

Mit der Vermarktungspflicht liegt dann die Verantwortung für die Einhaltung eines zuvor gemeldeten Fahrplans bei den Betreibern der EE-Anlagen. Diese können das Management der dadurch entstehenden Risiken entweder selbst übernehmen oder es an geeignete Experten (z.B. Aggregatoren) übertragen. So entsteht ein dynamisches Umfeld, in dem Angebote zur Koordination zwischen Angebot und Nachfrage entstehen und gehandelt werden können. Lösungen wie Last- und Einspeisemanagement, Energiespeicherung oder auch die Kopplung mit angrenzenden Systemen (Gas, Wärme, Mobilität) können so technologieoffen miteinander konkurrieren. An die Stelle einer Förderung, der ausschließlich die eingespeiste Wirkleistung zugrunde liegt, tritt so ein marktkonformes Instrument, das das verantwortliche, innovative unternehmerische Handeln belohnt.

Aufgrund von Skalen- und Durchmischungseffekten ist es effizienter, wenn Fluktuationen im größeren Verbund verwaltet werden. Um den Akteuren zu ermöglichen, sich an die neuen Herausforderungen der in den Markt integrierten EE-Erzeugung anzupassen, sollte die Verpflichtung zu einer Direktvermarktung schrittweise eingeführt werden und zunächst nur für größere Anlagen und marktreife Technologien gelten. So können sich Angebote und Infrastrukturen zum Fahrplanmanagement etablieren, die später auch effizient und kostengünstig viele kleine Anlagen in ein gebündeltes Management integrieren können.

Umsetzungsschritte

Der Weg hin zur Direktvermarktung, die ja bereits seit der EEG-Novellierung 2012 fest verankert ist, kann z.B. über die Ausweitung des bestehenden Marktprämienmodells erreicht werden. Eine technologiespezifische Förderung der erneuerbaren Energien sollte auch weiterhin sicherstellen, dass unterschiedliche EE-Potentiale erschlossen werden, denn nur so können die Ziele der Bundesregierung von 80 Prozent erneuerbarer Stromerzeugung bis 2050 erreicht werden.

Zeithorizont der Umsetzung

Mit der Ablösung der festen Einspeisevergütung durch die Marktprämie sollte für marktreife Technologien und große Erzeugungsanlagen sofort begonnen werden. Nach und nach sollten weitere Anlagen einbezogen werden, sodass über einen Zeitraum von fünf Jahren der vollständige Umstieg auf die Marktprämie geschafft ist.

1. Neuerdings gewinnt auch die Direktvermarktung von EEG-fähiger Erzeugung an Bedeutung, jedoch wird zunächst mit einem Rückgang gerechnet, da das Grünstromprivileg, welches maßgeblicher Treiber der Direktvermarktung war, verschärft wurde. In 2011 wurden noch etwas mehr als 11 Prozent der erzeugten EEG-Mengen direkt vermarktet (Bundesnetzagentur, 2012, S. 38)

3.2 Preisvariabilität zur Lenkung von Nachfrage und Investitionen

Ein wachsender Anteil an EE-Erzeugung geht mit einer steigenden Volatilität auf der Erzeugungsseite einher. Dies hat auch größere Schwankungen der Marktpreise zur Folge. Um eine Lenkungswirkung zu entfalten und eine Reaktion auf Engpässe zu ermöglichen, sollten sich Preisschwankungen des Großhandelsmarktes unter Einbeziehung von lokalen Netzrestriktionen in größerem Umfang als bisher auch in lokalen und zeitlichen Endkundenpreisen widerspiegeln. Erst eine solche Preisvariabilität schafft geeignete Anreize für Investitionen in Netze, Speicher oder Energieeffizienz und Verbrauchsflexibilität, und ermöglicht mehr Transparenz für alle Marktteilnehmer.

Die bisherigen Regelungen zu zeit- oder lastvariablen Stromtarifen, wie z.B. in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 2008 eingeführt, haben bisher jedoch nicht zu der gewünschten Weiterentwicklung von Tarifen geführt. Ein wichtiger Grund hierfür ist der fehlende Vorteil für den Energieversorger im Bereich der nach Standardlastprofil belieferten Kunden. Des Weiteren sind die technischen Voraussetzungen für variable Tarife durch eine sehr geringe Verbreitung intelligenter Zähler kaum gegeben.

Beitrag zum Zielsystem

Preise stellen in jedem ökonomischen System Knappheits- und Lenkungssignale dar. Bei stark fluktuierender Einspeisung ist es deshalb wichtig, Preissignale entsprechend anzupassen. Auch wenn Preisstabilität grundsätzlich ein wünschenswertes Ziel für Verbrauchermärkte darstellt, so darf nicht vergessen werden, dass auf diese Weise oft auch Kosten versteckt und pauschaliert werden – unflexible Verbraucher profitieren von niedriger Preisvarianz und flexible Verbraucher haben keinen Anreiz, ihre Flexibilität zur effizienten Unterstützung der Systemstabilität anzubieten, so dass Kostensenkungspotentiale im Gesamtsystem ungenutzt bleiben.

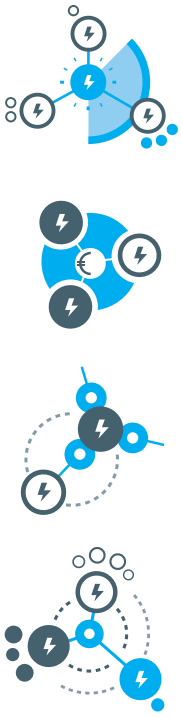
Umsetzungsschritte

Für Kundengruppen, die bisher nach Standardlastprofil abgerechnet werden und für die variable Tarife vorteilhaft und technisch machbar sind, muss eine Abrechnung gemäß dem tatsächlichen Verbrauch zur jeweiligen Nutzungszeit ermöglicht werden. So können sowohl Letztverbraucher als auch Energielieferanten profitieren, wenn flexibel auf Knappheitssignale aus dem Markt reagiert wird. Dort, wo es Vorteile hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit oder Nachhaltigkeit verspricht, ist die technische Infrastruktur für variable Tarife weiter aufzubauen.

Zeithorizont der Umsetzung

Die genannten Umsetzungsschritte können sofort vorgenommen werden.

3.3 Gleichberechtigter Wettbewerb verschiedener Flexibilitätsformen



Für den Ausgleich fluktuierender Einspeisung wird Flexibilität benötigt, die sowohl durch steuerbare Kraftwerke als auch durch Nachfragesteuerung, Speicherung, Im-/Export mit angrenzenden Regionen oder den Verbund mit anderen Energiesystemen (Gas, Wärme, Mobilität) bereitgestellt werden kann. Ein Marktdesign sollte so gestaltet werden, dass alle Flexibilitätsoptionen gleiche Chancen haben, sich im Wettbewerb zu behaupten. Bestehende Ungleichbehandlungen einzelner Optionen sollten abgebaut werden.

Beitrag zum Zielsystem

Die Flexibilität in den Verteilnetzen ist fundamental wichtig für die Ausgestaltung des neuen Marktdesigns. Die notwendige Form der Flexibilität unterscheidet sich je nach Verteilnetz, z.B. in ländlichen Regionen mit einem Einspeiseüberschuss und in urbanen Regionen mit einem Nachfrageüberhang. Daher ist in Engpasssituationen neben der Dimension Zeit auch die Dimension Ort zu berücksichtigen, wenn es sich um Dienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität handelt. Denn nur wo Flexibilität in ausreichendem Maße am richtigen Ort zur Verfügung gestellt werden kann, können solche Dienste entwickelt werden. Es gibt jedoch auch Fälle, in denen Flexibilität an Orten oder zu Zeiten bereitgestellt wird, an denen sie aus Sicht der Netzsteuerung gar nicht benötigt und dementsprechend auch nicht honoriert wird. Um Angebot und Nachfrage von Flexibilität effizient zu koordinieren, sind Marktmechanismen sinnvoll und notwendig. Diese können z.B. in Form bilateraler Verträge oder auch zentraler elektronischer Handelsplattformen ausgestaltet werden. Analog zu den Erzeugungskosten für Strom wird sich auf einem Flexibilitätsmarkt eine Rangfolge der Flexibilitätskosten verschiedener Ausgleichsoptionen einstellen („Merit-Order von Flexibilitätsoptionen“). Hier werden flexible Verbraucher, Erzeuger und Speichertechnologien (und ggf. auch Übertragung, Im- und Exporte) miteinander konkurrieren.

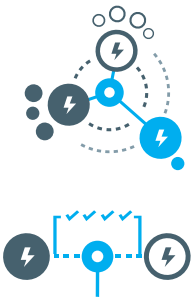
Durch eine ungleiche Behandlung verschiedener Flexibilitätsoptionen ist ein fairer Wettbewerb im Moment noch nicht gewährleistet. So ist im Bereich der Nachfragesteuerung z.B. die zeitweilige Lasterhöhung zur Netzentlastung mit höheren Netzentgelten für den Anbieter verbunden, wenn sich seine individuelle Lastspitze dadurch erhöht. Dadurch bleiben bestehende Potentiale ungenutzt. Andererseits entstehen volkswirtschaftlich fragwürdige Anreize zur Installation von Speichern in Privathaushalten, wenn sich über den Weg der Speicherung und Eigennutzung Netzentgelte und Umlagen sparen lassen (siehe auch 3.5), ohne dass die verfügbare Flexibilität systemkonform genutzt wird.

Umsetzungsschritte

Bestehende Benachteiligungen einzelner Flexibilitätsoptionen, die den gleichberechtigten Wettbewerb verzerren, sollten systematisch erfasst und abgebaut werden, damit alle Optionen effizient miteinander konkurrieren können. Eine weitere wichtige Grundlage für einen funktionierenden Wettbewerb können Handelsplattformen leisten, über die sich Netzbetreiber und Marktakteure die jeweils günstigste Flexibilitätsoption beschaffen können. Eine Zielsetzung der Regulierung sollte es dabei sein, durch geeignete Vorgaben (z.B. zu Mindest-Angebotsgrößen) die Eintrittsbarrieren für den Markt so niedrig wie möglich zu setzen, sodass auch kleine Anbieter von Flexibilität leicht Zugang erhalten und ein funktionierender Wettbewerb entsteht. Auch Netzbetreiber sollten Anreize zur Nutzung dieser Optionen erhalten, z.B. durch Anerkennung der Kosten im Rahmen der Anreizregulierung (siehe 3.4). Die Etablierung von Märkten für Flexibilität wird auch durch den Aufbau von Energieinformationsnetzen (siehe 3.8) unterstützt.

Zeithorizont der Umsetzung

Mit der Überprüfung der Wettbewerbshemmnisse der Flexibilitätsoptionen kann sofort begonnen werden. Der Aufbau marktlicher Instrumente zum Handel von Flexibilität sollte parallel zur stärkeren Verantwortung der Marktakteure für die Fluktuationen aus erneuerbaren Energien (siehe 0) durchgeführt werden mit dem Ziel, dass in zwei bis drei Jahren funktionierende und liquide Mechanismen entstanden sind.



3.4 Mehr Spielraum für Kosteneffizienz im Verteilnetzausbau

Um eine Ausgewogenheit zwischen der möglichst guten Integration der erneuerbaren Energien und den Kosten für den Ausbau der Verteilnetze zu finden, sollten dem Verteilnetzbetreiber zukünftig neben der klassischen Netzverstärkung zusätzliche Optionen beim Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen offenstehen. Großes Kostensenkungspotential verspricht das intelligente Einspeisemanagement ebenso wie Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und neuartige Betriebsmittel, die jedoch bislang noch nicht durch die Anreizregulierung anerkannt werden. Diese neuen Technologien sind auch eine Voraussetzung für die Etablierung des Energieinformationsnetzes (vgl. 3.8).

Beitrag zum Zielsystem

In Verteilnetzen müssen entlegene Verbraucher oder auch neue fluktuierende Einspeiser gerade in ländlichen Gebieten zu teilweise hohen Kosten in die Verteilnetze integriert werden. Dies gilt insbesondere für fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien, denn bei gleicher installierter Leistung erzeugen sie weniger Energie als kontinuierlich laufende Kraftwerke; ein auf die im Jahresverlauf nur selten erreichte Maximalleistung ausgelegter Netzanschluss ist somit ebenfalls vergleichsweise kostenintensiv.

Während der Übertragungsnetzausbau in der Energiewirtschaft einhellig als dringend nötig angesehen wird, kommt es insbesondere im Verteilnetz auf eine ausgewogene Planung an, um Kosten im Rahmen zu halten. Untersuchungen haben ergeben, dass durch ein gezieltes lastflussabhängiges Drosseln von sehr kleinen Anteilen der Jahresenergie fluktuierender erneuerbarer Energie die verfügbare Netzkapazität signifikant gesteigert werden kann[1]. Zwar erlegen technische Vorgaben im § 6 EEG mittlerweile Photovoltaik- und anderen EE-Anlagen auf, sich in ein Einspeisemanagement einbeziehen oder, bei Anlagen ≤ 30 kW, wahlweise bei der Einspeisung auf 70 Prozent der Maximalleistung begrenzen zu lassen. Netzbetreiber sind jedoch derzeit weiterhin verpflichtet, auch einmalig auftretende Netzengpässe durch konventionellen Netzausbau umgehend zu beheben, damit jederzeit 100 Prozent des EE-Stroms aufgenommen werden kann.

Die Aufnahme von dezentraler Erzeugung in das Verteilnetz sollte durch eine lokale Abstimmung von Erzeugungskapazitäten und Lasten unterstützt werden. Dabei sollte jeder Verteilnetzbetreiber die für seine spezielle Netztopologie optimierte Lösung umsetzen können, die z.B. für ländliche Regionen ganz anders aussieht als in städtischen Gebieten. Höchstgrenzen für die Nichtaufnahme von EE-Strom können sicherstellen, dass die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und die Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber nicht gefährdet werden. Für die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen können mögliche Begrenzungen der Einspeisemengen Anreize für systemkonformen Eigenverbrauch und lokale Flexibilität setzen.

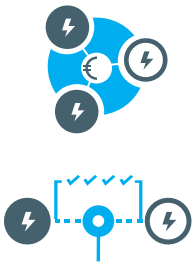
Umsetzungsschritte

Auch Investitionen in IKT, neue Netzführungskonzepte oder neuartige Betriebsmittel sollten im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden, um dem volkswirtschaftlichen Optimum möglichst nahe zu kommen. Zur Entscheidungsunterstützung könnten Kriterien erarbeitet werden, wie aufgrund der Netzauslegung nicht eingespeiste EE-Mengen innerhalb der Kostenkalkulation zu bewerten sind.

Zeithorizont der Umsetzung

Die Anpassungen der Regulierungsverordnungen sollte sinnvollerweise noch vor der nächsten Regulierungsperiode Strom erfolgen.

1. Z.B. hat (EWE Netz GmbH, 2012) ermittelt, dass ein lastflussabhängiges Drosseln von höchstens 5 Prozent der Jahresenergie fluktuierender erneuerbarer Einspeiser die verfügbare Netzkapazität um mehr als 50 Prozent steigern kann. In diesem Umfeld besteht jedoch noch weiterer Forschungsbedarf, um den monetären Nutzen einzelner Maßnahmen jeweils valide bestimmen zu können.



3.5 Gerechte Gestaltung der Umlage von Netzausbaukosten

In jüngster Vergangenheit konnte ein Trend hin zu vermehrt eigener Stromerzeugung durch Verbraucher beobachtet werden. Ein Anhalten dieses Trends wird auch in Zukunft erwartet. Da jedoch die Netznutzungsentgelte (inklusive ihrer Aufschläge, z.B. für die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung) nur für den Energiebezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erhoben werden, sinkt ihre Umlagebasis bei zunehmender Eigenerzeugung, sodass die Entgelte pro Energieeinheit steigen[1]. Auch Verbraucher mit Eigenerzeugung benötigen jedoch in aller Regel weiterhin ihren Netzanschluss, auch wenn sie ihn seltener nutzen als andere. Für eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung zwischen allen Verbrauchern wird eine mehr an der Anschlussleistung orientierte Umlagebasis der Netzentgelte vorgeschlagen.

Beitrag zum Zielsystem

Neben der Gewährleistung von Stabilität und Versorgungssicherheit ist im Marktdesign eine sowohl verursachungsgerechte als auch gesellschaftlich und wirtschaftlich tragfähige Kostenverteilung wichtig. Abgaben, Umlagen (z.B. EEG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage) und Netzentgelte haben einen hohen Anteil am Strompreisniveau (brutto). Als Konsequenz daraus wird die Versorgung durch eigene Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken oder Photovoltaik-Anlagen attraktiver, da sie in vielen Fällen günstiger ist als der Strombezug über einen Lieferanten. Zunehmende Eigenversorgung lässt sich sowohl bei gewerblichen Verbrauchern als auch bei Privathaushalten beobachten[2]. Die gekoppelte Produktion und Nutzung von Strom und Wärme bleibt für energieintensive Unternehmen mit hohem Wärmebedarf weiterhin energetisch und wirtschaftlich sinnvoll. Wenn die Netzkosten auf immer weniger Energiemengen umgelegt werden, steigen die Entgelte pro Energieeinheit für alle anderen Verbraucher. Wichtig sind daher zukunftsfähige Regelungen, die die anfallenden Kosten des Energiesystems im Bereich der Netze gerecht auf alle angeschlossenen Verbraucher aufteilen.

Eine stärkere Ausrichtung der Netznutzungsentgelte an der Anschlussleistung (statt an der konsumierten Strommenge), würde einem zunehmend fixkostengetriebenen System besser gerecht. Langfristig (> 5 Jahre) könnten auch Erzeuger, die Strom in das öffentliche Netz einspeisen, an den Netzanschlusskosten beteiligt werden bzw. Netznutzungsentgelte zahlen. Anschlusspreise könnten regional variieren, um über diesen Weg auch eine Lenkungswirkung hin zu einer optimierten Netzeinbindung zu erlangen. So würde insbesondere eine bessere Balance zwischen Erzeugungs- und Verbrauchskapazität an einzelnen Netzknoten erzielt werden.

Umsetzungsschritte

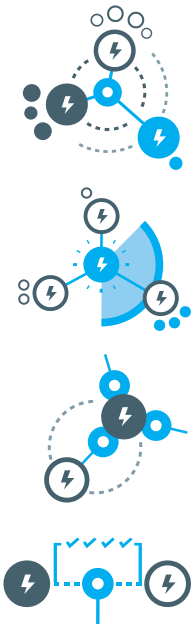
Die Vorgaben zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte in der Stromnetzentgeltverordnung sollten an eine Situation mit zunehmendem Eigenverbrauch und steigenden Netzkosten angepasst werden und dabei die Notwendigkeit industrieller Eigenerzeugung angemessen berücksichtigen. Hierbei sollten sich die Netznutzungsentgelte mehr an der genutzten Anschlussleistung und weniger an der verbrauchten Strommenge orientieren. Bei der konkreten Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte ist jedoch auf eine sachgerechte Differenzierung (Verbraucher, Erzeuger, Verbrauchs-/Erzeugungseigenschaften, etc.) zu achten, um Anreize für Anschlussnehmer mit netzdienlichen Anlagen nicht zu konterkarieren.

Zeithorizont der Umsetzung

Mit der Konzipierung kann sofort begonnen werden. Die zeitliche Umsetzung sollte in angemessenem Zeitrahmen unter Berücksichtigung der Anforderungen und Möglichkeiten der Marktteilnehmer erfolgen.

1. Dieser Effekt wirkt in gleicher Weise auch für die Umlagen des EEG und anderen Förderungen; die hier geführte Diskussion beschränkt sich jedoch zunächst auf die Netznutzungsentgelte.

2. Laut (Deutscher Industrie- und Handelskammertag, 2013) haben 35 Prozent der in einer Umfrage befragten Unternehmen eigene Stromerzeugungsanlagen oder planen dies als Maßnahme gegen steigende Strompreise. Der monetäre Vorteil der Eigenerzeugung aus Photovoltaik ist potentiell für Haushaltskunden noch größer, da diese höhere durchschnittliche Strompreise bezahlen als Unternehmen.



3.6 Zellulare Ansätze im hierarchischen System

Netze der Nieder- und Mittelspannungsebenen können mit zusätzlicher Sensorik, Aktorik und Intelligenz dazu ertüchtigt werden, Spannungs- bzw. Netzqualitätsprobleme lokal zu lösen. Dadurch können sie leichter in die Übertragungsnetze eingebunden werden und gewährleisten so die Zuverlässigkeit unseres Stromsystems auch bei steigendem Anteil an erneuerbaren Energien. Für diese „fahrplanmäßige" Betriebsweise sollten Anreize geschaffen werden.

Beitrag zum Zielsystem

Die Komplexität der Regelung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs nimmt schnell zu. Durch den dezentralen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch könnten der Regelungsbedarf auf höheren Netzebenen reduziert und Problemkreise entkoppelt behandelt werden. Aufgrund der Heterogenität der Netze gibt es allerdings keine allgemeingültigen Maßnahmen, die in allen Netztypen und Teilnetzen gleichermaßen die Aufrechterhaltung von Netzstabilität und -zuverlässigkeit bewirken. Netzprobleme können jedoch oft vor Ort mit geeigneten technischen und organisatorischen Maßnahmen gelöst werden. Dies minimiert zudem Rückwirkungen lokaler Probleme auf das Gesamtsystem. Spannungsprobleme werden dabei so dezentral wie möglich gelöst; Frequenzprobleme müssen aus physikalischen Gründen überregional gelöst werden.

Dem Prinzip der Subsidiarität folgend werden Aufgaben auf der niedrigsten möglichen Ebene übernommen. Bei lokal nicht lösbaren Problemen sollten in der nächsten Priorität benachbarte Netze auf der gleichen Spannungsebene zur Problemlösung angefragt werden. Erst wenn sich Probleme auf einer Spannungsebene nicht lösen lassen, müssen sie weiter nach oben gereicht werden. Durch mehr Verantwortung im Verteilnetz kann u.a. der Kulmination von Erzeugungsüberschüssen und Netzinstabilitäten entgegengewirkt werden. Es können folgende Hierarchien unterschieden werden:

- Auf der lokalen Ebene nutzt der Letztverbraucher (ggf. unterstützt durch einen entsprechenden Energiedienstleister) Optionen in den Bereichen Eigenerzeugung, Speicherung oder Lastmanagement zur finanziellen Optimierung;

- Auf der regionalen Ebene agiert der Verteilnetzbetreiber als Manager einer „fahrplantreuen" Einheit gegenüber dem vorgelagerten Netz, indem er anhand der Fahrpläne im Vorfeld drohende Netzengpässe feststellt und bei Bedarf mithilfe der kurz- und/oder mittelfristigen Märkte Flexibilität so einsetzt, dass Netzengpässe vermieden werden;

- Auf überregionaler, nationaler bis hin zu europäischer Ebene stimmt der Übertragungsnetzbetreiber die Nutzung und den Ausbau des Übertragungsnetzes sowie der von Netzkuppelstellen mit den Nachbarländern ab.

Diese Hierarchie der Spannungsebenen kann jedoch auch „von oben nach unten" durchlaufen werden. Übertragungsnetzbetreiber gewinnen dabei mit „smarten" Verteilnetzen Dienstleistungspartner zum stabilen Betrieb des Gesamtstromnetzes, z. B. zur Frequenzhaltung, Blindleistungskompensation oder sogar Schwarzstartfähigkeit.

Netze der Nieder- und Mittelspannungsebenen müssen erst noch für die resultierenden neuen Aufgaben ertüchtigt werden. Sie sollten zumindest an den neuralgischen Netzknoten über ein hinreichendes Monitoring über den aktuellen Netzzustand und über eine Aktorik verfügen, um im Bedarfsfall bei/mit Erzeugern, Verbrauchern und Speichern interagieren oder im Notfall intervenieren zu können (z.B. über das mittels Markt- oder Netzsignalen initiierte Ab- oder Zuschalten von Lasten oder Erzeugern). Diese Aktorik muss außer in netzbedingten Notfällen diskriminierungsfrei allen Marktakteuren zur Verfügung stehen.

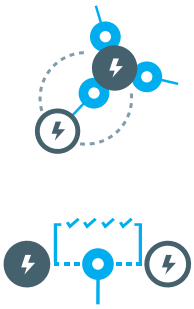
Der Handel von lokalen/regionalen Energiedienstleistungen kann und sollte in kleineren Einheiten erfolgen. Insbesondere Netzdienstleistungen sind dabei auf hohe Flexibilität und Ortsbezug angewiesen. Für verschiedene Dienstleistungen können unterschiedlich umfangreiche Präqualifikationsauflagen eingerichtet werden. Lokale Produkte können entweder auf lokalen Märkten oder mit entsprechenden Kennzeichnungen auf überregionalen Märkten gehandelt werden.

Umsetzungsschritte

Die Zusammenarbeit zwischen den Hierarchieebenen (Übertragungsnetz und Verteilnetz) sollte in den entsprechenden Verordnungen und technischen Richtlinien neu geordnet werden. Als wichtiger Baustein sollte die Möglichkeit für Aggregatoren bzw. Diensteanbieter geschaffen werden, durch Angebot von vergüteter Flexibilität zum sicheren und stabilen Netzbetrieb beizutragen. Hierzu können z.B. das EnWG und die Anreizregulierungsverordnung den Rahmen für netzdienliche Produkte setzen. Als Anreiz für netzdienliche Dienste könnte z.B. eine Netzentgeltreduzierung vorgesehen werden; ebenso sind (lokale) Netzentgelterhöhungen im gegenteiligen Fall denkbar. Eine weitere wichtige Voraussetzung wäre, dem Netzbetreiber die Beschaffung von Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung als Alternative zum Netzausbau zu gestatten (siehe auch 3.4 und 3.7). Es muss auch sichergestellt werden, dass gleichzeitig die Anreizregulierungsverordnung (siehe Handlungsempfehlung 3.7 „Erweiterung der Anreizregulierungsverordnung") die Möglichkeiten für Netzbetreiber vorsieht, Kosten für den Bezug entsprechender Dienstleistungen zur Netzstabilisierung anerkannt zu bekommen.

Zeithorizont der Umsetzung

Mit der Eröffnung von Möglichkeiten für die Vergütung von netzdienlichem Verhalten auf den entsprechenden Hierarchieebenen des Gesamtsystems kann sofort begonnen werden.



3.7 Anreizsystem zur Schaffung intelligenter Netze

Investitionen in intelligente Netze als Basis für einen nachhaltig effizienten und sicheren Betrieb der Netze erfordern, dass IKT-Komponenten für die Verteilnetze als feste Bestandteile in die Anreizregulierung aufgenommen werden und dass strukturelle Investitionen auch absehbare zukünftige Anforderungen berücksichtigen. Auch der Kapitalrückfluss für IKT-Investitionen sollte frühzeitig erfolgen können, da die Investitionen sonst für Netzbetreiber wenig attraktiv sind.
Fehlende Anreize für Netzbetreiber führen heute außerdem dazu, dass diese kaum Mittel aufwenden, um im Rahmen von Modellrechnungen, Simulationen oder Feldversuchen herauszufinden, welche Lösungen geeignet sind und welche Betriebsweisen die Systemkosten ihrer Verteilnetze minimieren können.

Beitrag zum Zielsystem

Die Anreizregulierungsverordnung zielt vorrangig auf einen effizienten, kostengünstigen Betrieb bestehender Netze und vernachlässigt weitgehend die Herausforderungen für den sicheren Betrieb der Verteilnetze unter den Anforderungen eines höheren Ausbau grades erneuerbarer Energien. Die bestehende Verordnung setzt nur unzureichende wirtschaftliche Anreize für notwendige Erweiterungsinvestitionen im Bereich der IKT. Netzausbau durch „Intelligenz“ hat derzeit noch keinen nachhaltigen Eingang im regulatorischen Rahmen der Netze gefunden.

Durch den Anschluss von Einspeiseanlagen und schaltbaren Lasten an das Verteilnetz haben sich die Anforderungen an das Netz jedoch wesentlich verändert. In den betroffenen Netzabschnitten müssen Sensoren und Aktoren zur Erfassung der Netzsituationen eingebaut werden. Diese müssen Informationen zur intelligenten Netzsteuerung liefern und in ein Netzsteuerungssystem integriert werden. Diese IKT-Komponenten sollten als feste Bestandteile in die Anreizregulierungsverordnung aufgenommen werden, da erst sie dezentrale Intelligenz im Verteilnetz ermöglichen. Dabei ist zu beachten, dass der Lebenszyklus von IKT-Komponenten deutlich kürzer ist als bei den herkömmlichen Netzbauteilen dem durch kürzere Abschreibungszeiten begegnet werden kann. Aufgrund der im Verhältnis zu herkömmlichen Netzbauteilen wesentlich kürzeren Innovationszyklen bei IKT-Komponenten würde es bei einem früheren Kapitalrückfluss, idealerweise ab dem Folgejahr, beim Netzbetreiber mehr Spielraum für weitere IKT-Investitionen geben.

In erster Linie dem Verteilnetzbetreiber sollten auch bessere Möglichkeiten eingeräumt werden, um durch Entwicklungen und Feldtests die technologischen Lösungen für einen optimalen Verteilnetzbetrieb zu erforschen. Der neueste Entwurf der Anreizregulierungsverordnung berücksichtigt die erforderlichen Aufwendungen zwar, jedoch sollen laut Entwurf nur solche Aufwendungen anerkannt werden, die in staatlich geförderten Projekten anfallen (z.B. im E-Energy Projekt). Benötigt wird hingegen ein Anreiz für jeden Netzbetreiber, damit auch außerhalb staatlicher Förderprogramme dessen innovative Handlungsfähigkeit gewährleistet wird.

Umsetzungsschritte

Die Anreizregulierungsverordnung sollte dahingehend geändert werden, dass die Kosten für IKT-Komponenten prinzipiell genauso anerkannt werden können wie Investitionen in Netzbetriebsmittel und Leitungen. Dabei sollte zudem das Ziel eines effizienten Netzbetriebs im Vordergrund stehen, d.h. IKT und neue Betriebsführungskonzepte sollten dann zum Einsatz kommen dürfen, wenn sie die kostengünstigste Lösung darstellen oder sie aufgrund absehbarer Entwicklungen Vorteile aufweisen. Die vorhandenen Stromnetze müssen ein „Upgrade“ zu einer Smart Grid fähigen Struktur erhalten, ohne dass hierbei eine kleinteilige oder kurzfristige Sicht auf Einzelmaßnahmen zu nachhaltig ineffizienten Strukturen führt. Der Kapitalrückfluss für IKT-Komponenten sollte möglichst früh, idealerweise im Folgejahr der Investition beginnen. Des Weiteren sollten dem Verteilnetzbetreiber auch Aufwendungen für Forschung als Kosten in der Anreizregulierung anerkannt werden.

Zeithorizont der Umsetzung

Die genannten Maßnahmen sollten sofort umgesetzt werden, damit sie in der kommenden Regulierungsperiode Strom wirksam werden.

3.8 Aufbau eines Energieinformationsnetzes

Die Energiewende erfordert ein optimiertes Zusammenspiel von Erzeugungs- und Verbrauchsseite, von Speichern und Netzen. Informations- und Kommunikationstechnologie legt die Basis für eine intelligente Vernetzung. Ein Energieinformationsnetz dient sowohl der Kommunikation auf den Ebenen der technischen Infrastruktur und der geschäftlichen Anwendungen als auch zur Kommunikation zwischen den beiden Ebenen. Die Integration der EE-Erzeugung in den Markt, dynamische Preise und Flexibilitätsmärkte sind ohne IKT nicht umsetzbar. Zur Realisierung der Potentiale der Energiewende sollte der Aufbau bestimmter Bestandteile eines Energieinformationsnetzes durch eine regulierte Marktrolle vorangetrieben werden. Der Zugang zu den relevanten Daten im Energieinformationsnetz sollte diskriminierungsfrei für alle Marktrollen gewährleistet werden. Das Energieinformationsnetz sollte berechtigten Marktakteuren Informationen über die physikalische Infrastruktur bereit stellen, den Zugang zu Daten über Systemzustände zeitnah ermöglichen und Zugang zum Angebot weiterer Dienstleister (z.B. Prognosen und Hochrechnungen, aufbereitete Daten) ermöglichen. Des Weiteren sollte es sicherstellen, dass Kommunikationsverbindungen zu dezentralen Anlagen und Lasten von berechtigten Marktakteuren gemeinsam genutzt werden können und der Zugang über ein Verzeichnis (Register) transparent zugänglich gemacht wird. Das Verzeichnis enthält Informationen zur Lokalisierung von Datenquellen und Diensten, über Zugriffsmethoden und das Rechtemanagement für den autorisierten Zugriff auf Daten und Dienste durch berechtigte Marktrollen.

Beitrag zum Zielsystem

Die intelligente Steuerung des sich ändernden und komplexer werdenden Energiesystems kann nur unter Einbindung geeigneter IKT- Lösungen gelingen. Informationen über die relevanten Zustände und flexiblen „Größen“ im Energiesystem wie z.B. über den aktuellen Zustand des Netzes, die verfügbaren Erzeugungs-/Speicherkapazitäten und beeinflussbaren Lasten, oder Prognosen über die kurz- und mittelfristige Veränderungen bilden die Basis einer automatisierten und flexiblen Steuerung zur Gewährleistung der Netzstabilität und der Wirtschaftlichkeit. Das Verzeichnis dient allen Akteuren des Energiesystems zum Auffinden der von Ihnen benötigten Informationen und Dienste. Die Berechtigung für einen Zugriff auf diese Informationen und Dienste wird ebenfalls über das Verzeichnis koordiniert. Nicht alle Daten sind für regionale und oder überregionale Interaktionen relevant; Datensicherheit und Datenschutz müssen entsprechend gewährleistet sein. Aus diesen Gründen sollten gemäß dem Subsidiaritätsprinzip sowohl das Verzeichnis als auch die Datenhaltung dezentral mit Lokalitätsbezug realisiert werden. Daten sind dann über das lokale Verzeichnis zugänglich, bestimmte Datenanteile können für benachbarte Zellen oder übergeordnete Hierarchien genutzt werden. Durch dieses Energieinformationsnetz mit Verzeichnisdiensten, angereichert mit speziellen Berechtigungsverfahren zum Datenzugriff sowie einem schlüssigen Gesamtkonzept zur Speicherung notwendiger Daten, ist eine sichere und effektive Lösung erreichbar. Ein standardisierter Zugriff auf Verzeichnis, Datenquellen und Dienste sollte angestrebt werden, um Interoperabilität, Diskriminierungsfreiheit und Skalierbarkeit zu erreichen. Bei der konkreten Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes sollten Erfahrungen aus ähnlichen internationalen Projekten oder auch Beispiele aus anderen Industriezweigen gründlich reflektiert werden, damit mögliche Risiken minimiert werden.

Umsetzungsschritte

Vor dem Aufbau eines Energieinformationsnetzes müssen zunächst organisatorische Aspekte geklärt werden: Welche Bestandteile des Energieinformationsnetzes sollten reguliert werden bzw. welche Infrastruktur sollte aus volkswirtschaftlichen Gründen nur einmal aufgebaut werden? Welche Infrastruktur, welche Daten und welche Dienste sind erforderlich, um die zukünftige Funktionsfähigkeit der Netze sicherzustellen? Welche Infrastrukturen sind für die spätere marktseitige Erschließung der Möglichkeiten des Energiesystems erforderlich? Werden diese wegen fehlender Anreize oder subadditiver Kosten von den Marktparteien nicht aufgebaut? Wie sollte die Verteilung der Funktionen des Energieinformationsnetzes auf Akteure und Rollen erfolgen? Danach sollten die technischen Anforderungen festgelegt werden (Größe, dezentral, zellular, hierarchisch miteinander verknüpft, Echtzeit und Datenumfang). Anschließend kann die konkrete Ausgestaltung (u.a. Berechtigungskonzepte, Zuständigkeiten, Datensicherheitskonzept) im Dialog mit den relevanten Interessensgruppen konzipiert werden und die Umsetzung beginnen.

Zeithorizont der Umsetzung

Mit der Konzeption der optimalen Ausgestaltung und dem Aufbau eines Energieinformationsnetzes sollte schnellstmöglich begonnen werden.

Referenzen

B.A.U.M. Consult (2013):
E-Energy Evaluationsberichte der Begleitforschung B.A.U.M. Consult et al.

BDEW-Roadmap (2013):
Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin: BDEW.

BDI IKT für die Energiemärkte der Zukunft (2008):
Internet der Energie - IKT für die Energiemärkte der Zukunft. Bericht. Berlin.

BDI initiativ Internet der Energie (2011):
Auf dem Weg zum Internet der Energie - der Wettbewerb allein wird es nicht richten. Smart Grid. Paradigmenwechsel in Deutschland. Berlin.

Bundesnetzagentur (2012a):
EEG-Statistikbericht 2010 – Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2010 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bonn.

Bundesnetzagentur (2012b):
Monitoringbericht 2012. Bonn.

Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2013):
IHK-Energiewende-Barometer 2012: Noch überwiegt die Skepsis. Berlin.

EWE Netz GmbH (2012):
Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch ein intelligentes Erzeugungsmanagement. Oldenburg.

BDI Drucksache, Stand 3. Juni 2013
Redaktion: Prof. Dr. Anke Weidlich, PD Dr. Clemens van Dinther, Florian Briegel

Autoren und Mitglieder des BDI Arbeitskreis Internet der Energie:

Bomarius	Frank, Prof. Dr.	Fraunhofer IESE
Bretschneider	Peter, Dr.	Fraunhofer IOSB-AST
Breuer	Andreas, Dr.	RWE Deutschland AG
Briegel	Florian	BDI Internet der Energie/ Briegel & Partner
Dinther	Clemens van, PD Dr.	ista Deutschland GmbH
Drzisga	Torsten	BDI Internet der Energie
Fey	Bernhard	RheinEnergie AG
Flath	Christoph	FZI - Forschungszentrum Informatik
Fluck	Dieter	Siemens AG
Frey	Hellmuth	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Haas	Anne	Clifford Chance
Heinlein	Björn	Clifford Chance
Hubschneider	Hans, Dr.	KIT/ AVA C02 Schweiz AG
Jahn	Beatrix, Dr.	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Joeris	Pierre, Dr.	IBM Deutschland GmbH
Jeutter	Peter, Dr.	Jeutter Consulting
Kern	Claus	Siemens AG
Kurtz	Ralf	PricewaterhouseCoopers AG
Laskowski	Michael, Prof. Dr.	RWE Deutschland AG
Luhmann	Till, Dr.	BTC AG
Mayer	Christoph, Dr.	OFFIS – Institut für Informatik
Muhs	Markus	Clifford Chance
Nochta	Zoltan, Dr.	SAP AG
Praehauser	Georg	ABB AG
Renelt	Sven	PricewaterhouseCoopers AG
Rolle	Carsten, Dr.	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Schönberg	Ingo	Power plus Communications AG
Schumann	Detlef	bridgingIT GmbH
Stadler	Michael, Dr.	BTC AG
Strüker	Jens, Prof. Dr.	Hochschule Fresenius
Terzidis	Orestis, Prof. Dr.	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Waldmann	Lars	Agora Energiewende
Wedler	Michael	B.A.U.M. Consult
Weidlich	Anke, Prof. Dr.	Hochschule Offenburg

www.bdi-ide.de