

Die Transformation des Energiesystems an der Schnittstelle von Markt und Regulierung

The transformation of the energy system at the interface of market and regulation

Christine Müller, Dr. Andrea Schweinsberg, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef, Deutschland, c.mueller@wik.org

Kurzfassung

Dieser Beitrag reflektiert die Einordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen, die für die Verteilernetzebene gelten, in die sich wandelnden Strukturen durch den Transformationsprozess des Energiesystems. Vor diesem Hintergrund wird beleuchtet, wie sich der Aktionsradius des Netzbetreibers darstellt und welche Anknüpfungspunkte dieser an die sich verändernde marktliche Sphäre hat, um seiner Verantwortung nachzukommen, sein Netz unter dem Primat der Versorgungszuverlässigkeit sicher zu betreiben und wenn nötig durch korrigierendes Eingreifen mögliche Netzengpässe zu beheben. Dazu werden verschiedenen Gestaltungsoptionen vorgestellt und damit verbundene Anschlussfragen benannt.

Abstract

This article deals with the regulatory framework vis-à-vis the transformation process of the energy system. The focus is on the distribution network operator's operating range regarding congestion and reliability measures at the interface of the changing market sphere. Different design options are presented featuring diverse ways of congestion management on the distribution level by using market-based activities. Moreover, remaining open questions are highlighted.

1 Einleitung

Die steigende Nachfrage nach Energie, gleichzeitig immer knapper werdende fossile Ressourcen und der fortschreitende Klimawandel führen dazu, dass auf europäischer und nationaler Ebene politische Zielsetzungen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes sowie zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien festgelegt werden. Das gegenwärtige Energiesystem steht dadurch vor einem weitreichenden Transformationsprozess.

Die vor allem aus umweltpolitischen Gründen gewollte Förderung Erneuerbarer Energien bewirkt, dass sich Erzeugungseinheiten vermehrt verbrauchsnahe (dezentral) und kleinteilig (z.B. Photovoltaik oder Mikro-KWK-Anlagen) oder lastfern (Offshore-Windparks) ansiedeln. Gleichzeitig sind mit Wind- und Sonnenenergie betriebene Anlagen der stochastischen Verfügbarkeit dieser Energiequellen ausgesetzt. Dies hat zur Folge, dass sich die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Energiesystems verändern und der konventionelle energiewirtschaftliche Wertschöpfungsprozess aufgebrochen wird. Energie fließt nicht mehr wie bisher primär vom zentralen Großkraftwerk über die Transport- und Verteilernetzebene zum Verbraucher, sondern aufgrund der vermehrt dezentralen Einspeisung erfolgt zunehmend eine Lastumkehr: Energieflüsse nehmen nunmehr auch bi-direktionale Wege. Damit wird das konventionelle Kupfernetz vor neue Anforderungen gestellt, um als kritisches Transportmedium den

strukturellen Wandel des Energiesystems auf der Verteilernetzebene zu bedienen. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) rücken ins Blickfeld und ihre Potenziale werden als weitreichend eingestuft [1]. Durch die Ausstattung der Netze mit IKT (intelligente Netze) können bi-direktionale und volatile Energieflüsse informativ erfasst und durch Netzsteuerungsmaßnahmen und kommunikative Vernetzung verstetigt werden. Auch erzeugungs- und verbrauchsseitig eröffnet die Technologie völlig neue Perspektiven.

Durch eine IKT-basierte Verknüpfung der einzelnen Wertschöpfungsstufen verändern sich Rollen und Zuständigkeiten der etablierten energiewirtschaftlichen Akteure. Neue, auch sektorfremde Akteure treten in das System ein und perspektivisch entstehen neue Interaktionsmuster, beispielsweise in Form von regionalen Marktplätzen, die auf den sich wandelnden physikalischen und kommerziellen Strukturen aufsetzen.

Hinter diesen Entwicklungstendenzen steht das Ziel eines effizienten Ausgleichs des Angebotes von und der Nachfrage nach (dargebotsabhängigen) Energiemengen unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazität.

Vor diesem Hintergrund besteht eine der wesentlichen Herausforderungen darin, die regulatorischen Rahmenbedingungen, die für die Verteilernetzebene gelten, in die sich wandelnden Strukturen des Transformationsprozesses, der sich auf der marktlichen Ebene abspielt, einzuordnen. Zwei zentrale Fragen, die sich daraus ergeben, werden in diesem Beitrag reflektiert: Erstens, wie gestal-

tet sich der Aktionsradius des Netzbetreibers im regulierten Umfeld, welche Rahmenbedingungen flankieren diesen, wie sieht sein gesetzlicher Aufgaben- und Verantwortungsbereich aus und welche Instrumente werden ihm an die Hand gegeben, um seinen Aufgaben angesichts des fortschreitendem Transformationsprozesses nachzukommen (Kapitel 2). Zweitens, welche neuen Interaktionsmuster ergeben sich aus dem Wandel des Energiesystems auf der marktlichen Ebene und welche Gestaltungsoptionen und Anknüpfungspunkte an die marktliche Sphäre hat der Netzbetreiber vor dem Hintergrund dieser Entwicklungstendenzen, um seiner Verantwortung nachzukommen, sein Netz unter dem Primat der Versorgungszuverlässigkeit sicher zu betreiben und wenn nötig durch korrigierendes Eingreifen mögliche Netzengpässe zu beheben (Kapitel 3). Der Beitrag schließt mit einem Fazit.

2 Aktionsradius des Netzbetreibers

2.1 Regulierungsökonomische Rahmenbedingungen

Aus ökonomischer Perspektive ist es unstrittig, dass die Netzebene - und hier sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilernetzbereich - ein resistentes, natürliches Monopol darstellt. Diese Tatsache spricht für eine Regulierungsbedürftigkeit des Netzes. Mit der Regulierung des Netzbetriebs wird das Ziel verfolgt, Dritten unter der Simulation von Wettbewerbsbedingungen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den wesentlichen Einrichtungen der Netzbetreiber zu ermöglichen. Diese sollen Anreize für eine effiziente und versorgungssichere Leistungserbringung erhalten. Im Rahmen der Anreizregulierung, die Paragraph 21a des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) vorsieht, werden für die Dauer einer Regulierungsperiode Erlöse und Kosten voneinander abgekoppelt und die Netzbetreiber dazu angehalten, sich sowohl an der Produktivitätsentwicklung des Marktes als auch an der eigenen Kostenentwicklung zu orientieren. Der Netzbetreiber kann durch Rationalisierungsanstrengungen seine Kapitalverzinsung bestimmen. Je effizienter er agiert, desto höher ist seine Rendite.

Mit den EU-Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas wurde außerdem die Separierung der Transport- und Verteilernetzebene von den übrigen Wertschöpfungsstufen (Unbundling) gesetzlich vorgeschrieben. Mit Teil zwei EnWG wurden diese europäischen Vorgaben in nationales Recht transformiert. Ziel dieser Trennung ist die Gewährleistung von Transparenz sowie eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs. Die Vorgaben zum Unbundling sehen vor, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen das rechtliche Unbundling (Rechtsform des Netzbetreibers unabhängig von den anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung), das operationelle Unbundling (Unabhängigkeit des Netzbetreibers hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts), das informatorische Unbundling (vertrauliche Behandlung wirtschaftlich sensibler Informationen) und das buchhal-

terische Unbundling (getrennte Rechnungslegung im vertikal integrierten Unternehmen) umsetzen müssen.

2.2 Aufgaben- und Verantwortungsbereich

Der Aktionsradius des Netzbetreibers wird durch gesetzliche Vorgaben flankiert. Das EnWG regelt in Teil drei Abschnitt eins die Aufgaben der Netzbetreiber. Grundsätzlich sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren. Weiterhin wird im Gesetz nach den Aufgaben für Übertragungsnetzbetreiber (§§12 und 13) sowie für Verteilernetzbetreiber (§14) unterschieden. Betreiber von Übertragungsnetzen sind grundsätzlich für die Regelung der Energieübertragung durch das Netz verantwortlich und tragen mit dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone bei. Ihnen obliegt darüber hinaus die Systemverantwortung, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit in der jeweiligen Regelzone gestört ist. In diesem Fall sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Störung entweder durch netzbezogene Maßnahmen (Netzschaltungen) oder durch marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählt der Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Engpassmanagement sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven. Für Verteilernetzbetreiber gelten die vorstehend aufgeführten Aufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Das bedeutet, dass auch Verteilernetzbetreiber netz- oder marktbezogene Maßnahmen ergreifen dürfen, soweit die Systemstabilität gefährdet ist. Bei der Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen hat der Netzbetreiber die betroffenen Anlagenbetreiber auf Basis der getroffenen vertraglichen Vereinbarungen in der Regel zu vergüten. Beispielsweise können Kosten für Redispatchingmaßnahmen oder für den Einsatz von Regelenergie im Rahmen der Systemdienstleistungen bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden.

Außerdem gesteht §14a EnWG den Netzbetreibern die Möglichkeit zu, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung zu steuern. Dieser im Zuge der EnWG-Novelle 2011 eingeführte Paragraph sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber mit Lieferanten und Letztverbrauchern in der Niederspannung vertragliche Vereinbarungen treffen, die dem Netzbetreiber die Berechnung eines reduzierten Netzentgeltes gestatten. Im Gegenzug kann der Netzbetreiber zu Zwecken der Netzentlastung steuernd in die Verbrauchseinrichtungen eingreifen. Diese müssen über einen separaten Zählpunkt verfügen.

Neben den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes gesteht auch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) dem Netzbetreiber gewisse Eingriffsmöglichkeiten im Rahmen des so genannten Einspeisemanagements (§11 EEG) zu. Diese Vorschrift erlaubt dem Netzbetreiber die Regelung von EEG-Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeisleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind, falls an-

derweitig ein Engpass entstände. Dabei ist der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK in Bezug auf die Regulationsmaßnahmen zu wahren, sofern konventionelle Anlagen nicht aus Gründen der Systemstabilität am Netz gehalten werden müssen. Hat eine Maßnahme nach §11 stattgefunden, so ist der Netzbetreiber nach §12 Abs. 1 EEG verpflichtet, die betroffenen Anlagenbetreiber für den nichteingespeisten Strom zu entschädigen.

In der praktischen Abwicklung von netzstabilisierenden Maßnahmen ist mithin eine Abschalttrangoße einzuhalten, die eine Priorisierung vorsieht, nach welchen Kriterien und unter welchen gesetzlichen Voraussetzungen (§13 Abs. 1 und 2 EnWG vs. §8 Abs. 3 und §11 Abs. 1 EEG) der Netzbetreiber Erzeugungsanlagen (EEG und konventionell) regeln darf. Hier gilt gemäß Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur, dass „eine Maßnahme nach §11 Abs. 1 EEG nur dann erforderlich ist, wenn nicht bereits vorrangig eine andere Maßnahme zu ergreifen gewesen wäre“.

Grundsätzlich sind demnach, soweit erforderlich, mit erster Priorität konventionelle Anlagen zu regeln und erst in zweiter Instanz EEG-, KWK- und Grubengasanlagen.

2.3 Verändertes Umfeld

Die Transformation des Energiesystems ist mit weitreichenden Änderungen für viele Akteure, so auch den Netzbetreiber, verbunden. Sein Aktionsradius war in der Vergangenheit sehr klar definiert und bezog sich ausschließlich auf die Netzebene. Die Interaktion mit den unregulierten Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Vertrieb und Handel war nicht vorgesehen. Die Trennung von reguliertem Netz und wettbewerblichem Markt war eindeutig.

Das Kerngeschäft des Netzbetreibers besteht heute in der Bereitstellung, Maximierung und Optimierung von Netzkapazitäten, die zur Verfügung stehen müssen, um die Kapazitätsansprüche zu bedienen, die aus dem zeitlichen und mengenmäßigen Anfall der Einspeisung erneuerbarer Energiemengen resultieren. In seinem Aktionsradius ist er in ein Regelungsgeflecht eingebettet, das sein Aufgabenfeld und seinen Handlungsspielraum sowohl technisch als auch ökonomisch begrenzt. Die Vernetzung der Wertschöpfungsstufen durch IKT und der strukturelle Umbau der Erzeugungsebene führen jedoch dazu, dass sich sein Aktionsradius verschiebt. Ihm wird Flexibilität in unterschiedlichen Abstufungen z.B. im Zuge der Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität im Rahmen bilateraler Vereinbarungen im Zuge des §14a EnWG zugestanden. Hier hat der Netzbetreiber Anknüpfungspunkte an die marktliche Sphäre, die er zu netzdienlichen Zwecken nutzt. Hintergrund dieser Maßnahmen ist das Kalkül, konventionellen Netzausbau durch intelligentes Engpassmanagement zu vermeiden und die (dargebotsabhängigen) Energiemengen effizienter im Energiesystem zu verteilen.

Aktuell in der Diskussion ist die Interpretation des Aktionsradius des Netzbetreibers im Hinblick auf Maßnahmen zum Engpassmanagement anhand einer Kapazitätsampel. Diese gibt eine Rangfolge an, wann steuernde Eingriffe

des Netzbetreibers zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität angezeigt sind und wann dieser Zurückhaltung übt und die Ressourcenallokation dem Markt überlässt.

Zeigt die Kapazitätsampel „grünes“ Licht, gibt es keine Kapazitätsrestriktionen und alle Marktteilnehmer können ihre Pläne verwirklichen. Einem Kapazitätsmanagement ist keine erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen, da im Netz genügend freie Kapazitäten verfügbar sind. Schaltet die Ampel auf „gelb“ zeigt dies an, dass aufgrund von Netzengpässen steuernde Eingriffe des Netzbetreibers notwendig werden können. In diesem Zuge kann er auf netz- und marktbezogene Maßnahmen gemäß §13 Abs. 1 EnWG zurückgreifen. Weiterhin kann er auch vertraglich vereinbarte Schaltungen im Sinne des §14a EnWG vornehmen. Außerdem kann der Netzbetreiber sich in dieser Situation auch Produkten bedienen, die über den Markt gehandelt werden, beispielsweise Systemdienstleistungen oder vertraglich vereinbarte, schaltbare Lasten beim Verbraucher. Der Netzbetreiber kann mithin am Markt erzeugungs- oder nachfrageseitige Leistungen nachfragen, die eine netzdienliche Wirkung entfalten.

Beim Betriebszustand „rot“ reichen die verfügbaren Netzkapazitäten nicht mehr aus, um die Nachfrage zu befriedigen. Der Netzbetreiber greift in letzter Instanz auf Basis von §13 Abs. 2 EnWG durch Abschaltungen (Erzeuger), oder Leistungsreduktionen (Verbraucher) koordinierend ein.

Diese Kapazitätsampel zeigt mithin an, wann der Netzbetreiber sich in seinem ursprünglichen Aufgabenfeld bewegt und wann sich sein Aktionsradius erweitert und er Anknüpfungspunkte an die marktliche Sphäre zu Zwecken der Netzdienlichkeit hat (Ampelzustand gelb).

Im folgenden Abschnitt wird diesen Möglichkeiten weiter nachgegangen, indem aufbauend auf eine theoretische Einordnung marktplatzbasierter Interaktionen mögliche Gestaltungsoptionen aufgezeigt werden, wie der Netzbetreiber sich auf der marktlichen Ebene zu Zwecken der Netzdienlichkeit optimieren kann.

3 Plattformbasierte Interaktionen

Im Zuge der Transformation des Energiesystems rücken marktplatzbasierte Interaktionen in den Fokus. Die Interaktion auf diesen Märkten stellt eine Möglichkeit für den Netzbetreiber dar, seine Netzkapazität zu optimieren und so seine Aufgaben als Netzbetreiber zu erfüllen. Im Folgenden wird der Frage nachgegangen, wie die Interaktionsstrukturen theoretisch ausgestaltet sind und welche Stellung der Netzbetreiber in der praktischen Ausgestaltung einnehmen kann.

3.1 Theoretische Fundierung

Die Interaktion von Akteuren vermag aus theoretischer Perspektive über unterschiedliche Regime koordiniert zu werden. Ein solches Koordinationsregime ist der Markt. Auf Märkten treffen Angebot und Nachfrage aufeinander und der Preis als Koordinationsmechanismus bringt diese zum Ausgleich. Die Marktteilnehmer sind unabhängig voneinander und im Idealfall gleichberechtigt. Die Transaktionen erfolgen anonym. Das Produkt ist genau spezifi-

ziert und für jede einzelne Transaktion werden Verträge, in der Regel einfache Kaufverträge, abgeschlossen. Der Markt, so wie ihn die ökonomische Theorie skizziert, ist in seiner Reinform ein sehr abstraktes Konstrukt. In der Realität wird ein Großteil von Transaktionen vielmehr über Intermediäre oder Plattformen vollzogen. Die Plattformen ermöglichen es Anbietern und Nachfragern verschiedenster Produkte und Dienstleistungen miteinander in Kontakt zu treten und Geschäfte abzuwickeln. Die Plattform als Rahmen trägt dazu bei, dass Transaktionskosten in Form von Such- und Informationskosten geringer sind als bei einer rein marktlichen Abwicklung. Wiederkehrende und standardisierte Transaktionen können so einfacher über eine Plattform abgewickelt werden. Bei sonst identischen Produktionskosten ist die Abwicklung über die Plattform mit den geringsten Gesamtkosten verbunden. Im Vergleich zur Nicht-Existenz der Plattform und damit zur rein marktlichen Koordination trägt sie damit wesentlich zu einer effizienteren Allokation der Ressourcen bei.

Es gibt Anzeichen dafür, dass sich diese Funktionalitäten auch auf die Strukturen des zukünftigen Energiesystems übertragen lassen. Die zunehmende Konvergenz der Sektoren, die IKT-gestützte Vernetzung der Akteure und immer stärkere Anforderungen an Flexibilität sprechen dafür. Nachfolgend wird der Frage nachgegangen, welche Gestalt sie annehmen können und wie sich der Netzbetreiber in dieses Gefüge einordnet.

3.2 Ausgestaltung von Marktplätzen

Die Ausgestaltung von plattformbasierten Interaktionen wird aktuell im Rahmen von Demonstrationsprojekten erprobt. Im Zentrum der vom BMWi in ressortübergreifender Partnerschaft mit dem BMU geförderten Initiative "E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft" [2] stehen mehrere Modellregionen, die einen auf regionalen Spezifika aufbauenden „E-Energy Marktplatz“ entwickeln.

Eine eingehende Analyse der Modellregionen [3] und zahlreiche Gespräche mit Netzbetreibern, Bundesnetzagentur und weiteren Akteuren der Energiewirtschaft in Hinblick auf die Ausgestaltung des Marktplatzes sowie die Stellung und die Rolle des Netzbetreibers legen die im Folgenden vorzustellende Systematisierung möglicher Gestaltungsoptionen von Marktplätzen nahe, die den Aktionsradius des Netzbetreibers an der Schnittstelle von regulierten und marktlichen Aktivitäten beschreiben. Im Fokus der Untersuchung stehen die Möglichkeiten des Netzbetreibers zur Engpassbewirtschaftung, die einen Anknüpfungspunkt zum Smart Market haben. Die Kapazitätsampel dient der Illustration und bildet ein flankierendes Analyseraster. Es wird unterschieden zwischen einem marktdominierten Ansatz und einem netzbetreiberdominierten Ansatz. Außerdem wird ein Hybridmodell vorgestellt. Es werden die mit dem jeweiligen Ansatz einhergehenden Anschlussfragen formuliert.

3.2.1 Netzbetreiberdominierter Ansatz

Bei diesem Ansatz spielt das Netz bzw. der Netzbetreiber eine zentrale Rolle und fungiert als Marktplatzbetreiber.

Außerdem ist der Netzbetreiber verantwortlich für den Aufbau der notwendigen IKT-Infrastruktur für intelligente Netzsteuerung (z.B. Messsensoren) und bietet wertschöpfungsübergreifende Dienstleistungen (z.B. smarte Applikationen beim Endkunden) an.

Im Sinne der Kapazitätsampel steht der Ampelzustand „grün“ dafür, dass das Verbrauchsverhalten durch eine vertriebliche Rolle über dynamische Tarife gesteuert und mit der Beschaffung synchronisiert wird. Der Netzbetreiber tritt in diesem Fall in den Hintergrund und muss nicht korrigierend eingreifen.

Zeichnet sich eine kapazitäts Engpasssituation im Netz ab (Ampelzustand „gelb“), überführt der Netzbetreiber diese Knappheiten in ein variables Netzentgelt. Dies geschieht auf Basis der Fahrpläne, die eine vertriebliche Rolle dem Netzbetreiber übermittelt. Das variable Netzentgelt wird schließlich in die dynamische Tarifstruktur des Endkundentarifs eingebunden. Dies führt dazu, dass über preisliche Anreize das Angebot von und die Nachfrage nach Netzkapazitäten optimiert werden, soweit die Systemstabilität nicht gefährdet ist. Reichen die Netzkapazitäten nicht mehr aus (Ampelzustand „rot“), kann der Netzbetreiber auf Basis individueller vertraglicher Vereinbarungen Verbraucher zu- oder abschalten (z.B. KWK-Anlagen) um den Netzzustand zu entlasten. **Bild 1** fasst diese Zusammenhänge zusammen. Die farbigen Quadrate zeigen den jeweiligen Ampelzustand an.

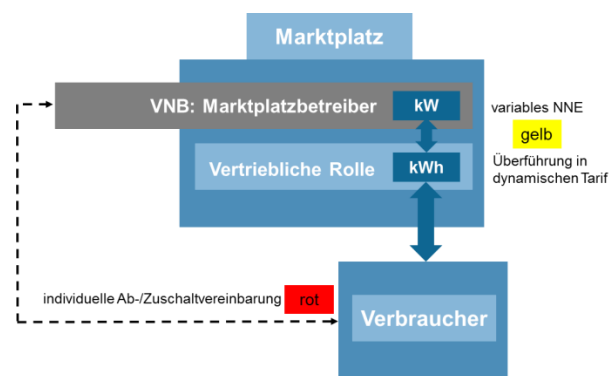


Bild 1 Der netzbetreiberdominierte Ansatz

Aus regulatorischer Sicht wird das Instrumentarium der variablen Netzentgelte kritisch gesehen. Außerdem ist beim netzbetreiberdominierten Ansatz zu hinterfragen, inwiefern die Optimierungsalgorithmen aus Netz- bzw. Marktsicht auf gleicher Ebene verlaufen oder ob nicht vielmehr eine Perspektive der anderen untergeordnet sein müsste. Die Bundesnetzagentur positioniert sich hier eindeutig und ordnet die Netzebene den marktlichen Aktivitäten unter.

3.2.2 Der hybride Ansatz

Bei diesem Ansatz wird ab dem Ampelzustand „gelb“ neben dem Netzbetreiber mit einer vertrieblichen Aggregatorenrolle ein zusätzlicher Akteur im Zuge der Engpassbewirtschaftung aktiv. Der Aggregator koordiniert steuer-

bare Lasten im Netz. Er tritt in ein Vertragsverhältnis mit dem Kunden zur Steuerung bzw. Abregelung des Verbrauchers. Der Aggregator kann Informationen zu verfügbaren Lasten auf der Plattform einbringen und nachfragenden Akteuren (Netzbetreiber) anbieten. Er nimmt somit eine Mittlerrolle ein. Die Optimierung der Schaltungen bzw. der Einsatz der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf Basis der mit dem Verbraucher bestehenden Verträge. Im Falle eines Engpasses (ab Ampelzustand „gelb“) kann der Netzbetreiber die flexiblen Lasten, die durch den Aggregator auf der Plattform verfügbar gemacht werden, nachfragen, um gegenzusteuern. Dadurch wird er als Marktteilnehmer auf der Plattform aktiv. Er ist derjenige, der in der Engpasssituation das finale Schaltsignal gibt, das von der vertrieblichen Rolle (Aggregator) ausgeführt wird.

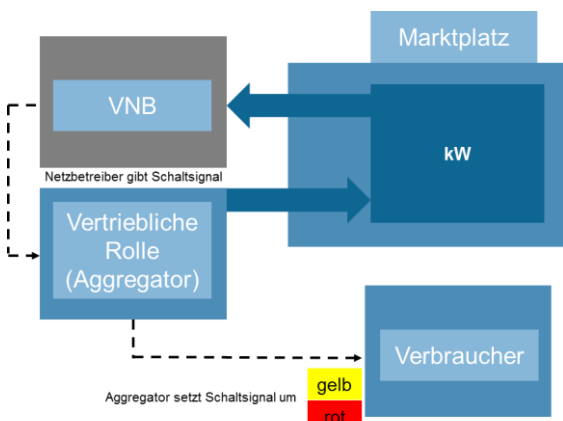


Bild 2 Der hybride Ansatz

Nicht eindeutig definiert ist in diesem Ansatz, wie die Grenze zwischen den Ampelzuständen „gelb“ und „rot“ verläuft. Während beim netzbetreiberdominierten Ansatz die (vertraglich vereinbarte) Schaltung erst beim Ampelzustand rot erfolgt, schaltet der Netzbetreiber beim hybriden Ansatz bereits ab dem Ampelzustand „gelb“, ebenfalls auf vertraglicher Basis. Diese unterschiedlichen Interpretationsansätze, ab wann es zur vertraglich vereinbarten Schaltung beim Endkunden kommt und durch wen, d.h. durch den Netzbetreiber oder eine vertriebliche Rolle, bedürfen noch der weiteren Klärung, damit netzdienliche Maßnahmen, die mit einer Interaktion an einer Marktplattform verbunden sind, perspektivisch in der Realität angewendet werden können. Hier ist ebenfalls zu klären, wie im Sinne des § 14a EnWG eine diskriminierungsfreie Abschaltlogik aussieht (unter der Prämisse, dass konventionelle Anlagen vor EEG-Anlagen zu regeln sind), wenn aus den Verträgen keine Priorisierung der abzuschaltenden Kunden erkenntlich wird.

3.2.3 Der marktdominierte Ansatz

Bei diesem Ansatz steht der marktplatzbasierte Handel mit Systemdienstleistungen in Form von Blindleistung zum Zweck der Spannungshaltung im Vordergrund. Dabei übernimmt der Netzbetreiber die Rolle eines aktiven Marktplatzteilnehmers. Hintergrund dafür ist folgender: Wird Strom dezentral bspw. durch eine PV-Anlage eingespeist, geht Wirkleistung ins Netz. Folglich steigt die Spannung. Abhilfe schafft in diesem Fall die Einspeisung von Blindleistung, die eine spannungssenkende Wirkung hat. Dadurch kann die nutzbare Transportkapazität (Scheinleistung) eines Netzes optimiert und entsprechend der EN 50160, die Kriterien zur Netzqualität festlegt, gehalten werden. Netzausbaumaßnahmen durch zunehmende Photovoltaik-Einspeisung können so reduziert werden. In der praktischen Umsetzung würde der Netzbetreiber beim Ampelzustand „gelb“ ein Gebot am Marktplatz einstellen, dass Blindleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigt wird. Daraufhin bieten die Anlagenbetreiber, wie viel Blindleistung sie verstellen können und zu welchem Preis. Sobald zwei Aufträge vorliegen, die gegeneinander ausgeführt werden können, findet eine Transaktion statt.

Diesem Ansatz liegt der Gedanke zu Grunde, dass Blindleistung lokal benötigt und durch Photovoltaik- oder Windanlagen ebenso lokal bereitgestellt werden kann.

Der Ampelzustand „rot“ ist in diesem Ansatz nicht abgebildet.

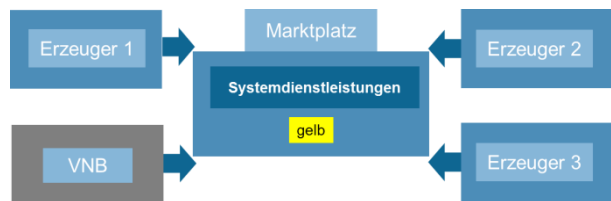


Bild 3 Der marktdominierte Ansatz

Würde dieser Ansatz in der Praxis angewendet, müssten zwei interdependente Fragen beantwortet werden: Erstens, wo liegt aus technischer Sicht die Grenze zwischen einem notwendigen Netzausbau (Investitionen in Kupfer) und der Ausnutzung von Handelsprodukten (Systemdienstleistungen) zum effizienten Netzbetrieb. Und zweitens, wie werden die Handelsaktivitäten des Netzbetreibers regulatorisch eingestuft und welche Anreize bzw. Kompensationsmechanismen sollte es geben, die berücksichtigen, dass der Netzbetreiber Asset-Investitionen, die in einem regulatorischen Umfeld stattfinden, durch Handelsaktivitäten in einem marktlichen Umfeld substituiert. Mit anderen Worten, wie wird eine Reduktion der Kapitalkosten (CAPEX) regulatorisch honoriert, wenn der Netzbetreiber seinen Netzausbaubedarf durch den Handel mit Blindleistung reduziert. Diese Fragen sind gegenwärtig noch nicht beantwortet und bedürfen weiterer Ausführungen.

4 Fazit

Zentraler Gegenstand dieses Beitrags ist die Einordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen, die für die Netzebene gelten, in die sich wandelnden Strukturen des Transformationsprozesses des Energiesystems. Vor diesem Hintergrund wurde vertiefend beleuchtet, wie sich der Aktionsradius des Netzbetreibers darstellt und welche Anknüpfungspunkte dieser an die sich wandelnde marktliche Sphäre hat, um seiner Verantwortung nachzukommen, sein Netz unter dem Primat der Versorgungszuverlässigkeit sicher zu betreiben und wenn nötig durch korrigierendes Eingreifen mögliche Netzengpässe zu beheben. Dazu werden verschiedenen Gestaltungsoptionen vorgestellt und am Beispiel der so genannten Kapazitätsampel illustriert. Dazu zählen der netzbetreiberdominierte Ansatz, der hybride Ansatz und der marktdominierte Ansatz. In diesen drei Ansätzen nimmt der Netzbetreiber jeweils unterschiedliche Rollen und Verantwortlichkeiten ein, aus denen eine unterschiedliche Ausgestaltung des Ampelzustandes „gelb“ resultiert. Daraus ergeben sich Anschlussfragen insbesondere hinsichtlich der eindeutigen Abgrenzung zwischen den Ampelzuständen „gelb“ und „rot“ sowie bezüglich der Implikationen zukünftiger Handelsaktivitäten des Netzbetreibers für die Anreizregulierung. Diese bedürfen einer weiteren Klärung.

Literatur

- [1] WIK-Consult, Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE; *Potenziale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (E-Energy)*. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bad Honnef, Dezember 2006.
- [2] Umfangreiche Informationen unter www.e-energy.de.
- [3] C. Müller, A. Schweinsberg; *Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion*; WIK Diskussionsbeitrag Nr. 364, Bad Honnef, Januar 2012 sowie aktuelle Forschungsaktivitäten in diesem Themenfeld.