

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Flexibilität für das Netz

Vergleich und Bewertung von
Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen
Einsatz von Flexibilität

Freiburg, 03.04.2020

Working Paper

Autoren

Moritz Vogel
Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	4
Zusammenfassung	5
Summary	6
1. Einführung	7
2. Hintergrund: Flexibilität für den Netzbetreiber heute	9
3. Koordination netzdienlicher Flexibilität	11
3.1. Der Rahmen: Die Netzaufgabe	12
3.2. Koordinationsmechanismen und ihre Charakteristika	12
3.3. Ein Überblick über Koordinationsmechanismen	14
3.3.1. Marktplattformmodelle	15
3.3.1.1. Dynamische Marktplattformmodelle	16
3.3.1.2. Statische Marktplattformmodelle	18
3.3.2. Sonstige Modelle	19
4. Multikriterielle Bewertung	21
4.1. Bewertungskriterien	23
4.2. Marktplattformmodelle	24
4.3. Sonstige Modelle	26
5. Schlussfolgerung	29
Literaturverzeichnis	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Nutzung von Flexibilität durch den Netzbetreiber	15
Tabelle 5-1:	Übersicht der Bewertung verschiedener Koordinationsmechanismen zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen	22

Zusammenfassung

Verteilnetzengpässe werden in Zukunft immer häufiger auftreten. Ursache dafür ist ein steigender Anteil dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Aktive Netzbetreiber können in diesen Fällen ein funktionierendes Netz durch den Einsatz von Flexibilität gewährleisten. Heute ist deren Einsatz im Verteilnetz eher unüblich. Um in Zukunft deren Potenzial zu erschließen, werden in Politik und Wissenschaft verschiedene Ansätze diskutiert, um diese zu koordinieren.

Das vorliegende Papier betrachtet unterschiedliche Koordinationsmechanismen, die einen Zugriff auf Flexibilität durch Netzbetreiber ermöglichen. Im Zentrum der Diskussion stehen *Marktplattformmodelle*. Diese führen eine neue Plattform ein, auf der Flexibilität für Netzbetreiber angeboten wird. Unterschiedliche Forschungsprojekte beschäftigen sich bereits heute mit deren Design und Erprobung. Alternative Ansätze werden weniger diskutiert.

Die verschiedenen Ansätze werden zunächst eingeordnet, anschließend nach verschiedenen Kriterien qualitativ bewertet und miteinander verglichen. Die Basis dafür sind Kosteneffizienz, Effektivität und die regulatorische Umsetzbarkeit. Die Ergebnisse dieser Bewertung zeigen, dass Marktplattformmodelle gute Ergebnisse im Bereich der Kosteneffizienz und Effektivität erzielen. Für eine Umsetzung sind allerdings große regulatorische Änderungen notwendig. Auch wenn andere Ansätze oft regulatorisch leichter umzusetzen sind, können sie oft nicht als Systemlösung fungieren.

Summary

With an increase of decentral renewable generation grid bottlenecks will become more and more frequent. In bottleneck situations active distribution grid operators can make use of flexibility options to relieve these critical situations and maintain the grids functionality. Yet this is a rather unusual grid management approach. To make the potential of flexibility options accessible for grid operators, various approaches are being discussed by politics and science.

This paper reviews different coordination mechanisms that can make an access of grid operators to flexibility possible. The focus of the ongoing discussion lies on market platform approaches. These approaches introduce a platform, on which flexibility is offered to network operators. Different research projects deal with these approaches as well as their design and practical application. Alternative approaches are less discussed.

The different approaches are classified by type. Then evaluated qualitatively and compared according to various criteria. These are among others: cost efficiency, effectiveness and the regulatory realizability. The results show a good cost efficiency for market platform models, but also currently face high regulatory barriers for these approaches. Although other approaches are often easier to realize they lack the ability to act as a system wide solution.

1. Einführung

Problemaufriss

Der voranschreitende Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung u. a. mit dem Ziel des Klimaschutzes findet in Deutschland zu großen Teilen dezentral in den Verteilnetzen statt. Sie wurden in der Vergangenheit für die Versorgung von Verbrauchern ausgelegt und sind so nicht auf den Ausbau dezentraler Erzeugung ausgelegt. Heute geraten diese Netze in Zeiten hoher Erzeugung immer öfter an ihre Kapazitätsgrenzen. Ein Grund dafür ist ein nur begrenzt möglicher Stromtransport über das Übertragungsnetz. Dies führt zu Netzengpässen und Spannungsschwankungen. Die Funktionalität der Stromerzeugung wird in diesen Stunden, in denen Engpässe und Spannungsschwankungen auftreten, gefährdet.

Heute werden Netzengpässe auf Verteilnetzebene kurzfristig vorrangig durch die Reduktion der Einspeisung (Einspeisemanagement (EisMan)) erneuerbarer Energien behoben. Die Kosten des Stromsystems steigen dann an, da dieser verlorene Strom durch andere Kraftwerke erzeugt werden muss. Eine kostengünstigere Option ist es, diesen abgeregelten Strom durch den Einsatz flexibler Lasten zu verbrauchen oder die Stromerzeugung flexibler konventioneller Erzeuger in diesen Zeiten zu reduzieren. Langfristig wird ein ausreichender Ausbau der Stromnetze angestrebt, um solche Netzengpässe weitestgehend zu vermeiden.

Zukünftig wird dem Verteilnetzbetreiber eine große Zahl an Maßnahmen zur Verfügung stehen, um diese Probleme zu lösen. Durch die steigende Zahl von neuen innovativen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern nimmt das Potenzial, flexibel auf Netzengpässe zu reagieren, zu. Technologische Lösungen können beispielsweise Batteriespeicher, Elektro-PKWs oder aber der flexible erneuerbare Erzeuger sein.

Um diese Optionen zur Vermeidung oder Lösung von Netzengpässen einzusetzen, werden jedoch Koordinationsmechanismen benötigt. Es werden verschiedene dieser Koordinationsmechanismen diskutiert. Grob lassen sie sich in zwei Gruppen einordnen: fokussierte und nicht-fokussierte Mechanismen. Der grundlegende Unterschied besteht vor allem in den jeweiligen Adressaten. Dabei sprechen fokussierte Mechanismen eine bestimmte Akteursgruppe, beispielsweise Teilnehmer eines Flexibilitätsmarkts, an. Nicht-fokussierte Mechanismen hingegen umfassen prinzipiell alle an das Netz angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger. Das umfasst auch solche, die nicht oder nur eingeschränkt auf Netzengpässe Einfluss nehmen können. Nicht-fokussierte Mechanismen lassen sich wiederum in netz- und marktseitige Mechanismen unterteilen. Marktseitige Modelle „kommunizieren“ über den Marktpreis, netzseitige Modelle dagegen über die Netzentgelte.

Nicht-fokussiert marktseitig

Der theoretisch optimale Ansatz, um Netzengpässe ökonomisch effizient zu lösen, ist das *Nodal Pricing*. Dieser nicht-fokussierte marktseitige Mechanismus berücksichtigt die Beschaffenheit des Stromnetzes bei der Ermittlung des Marktergebnisses und des Kraftwerkseinsatzes. Für jeden Netzknoten der Übertragungsnetzebene wird dabei ein Marktpreis ermittelt. Ein Preis an einem Netzknoten ist dann besonders hoch, wenn dort eine hohe Nachfrage mit einer geringen Erzeugung auftritt. Geringe Netzkapazitäten, die einen Stromtransport zu diesem Knoten nur eingeschränkt möglich machen, tragen zu einem hohen Preis bei. Netzengpässe werden durch besonders hohe oder negative Preise verhindert, denn Verbraucher und Erzeuger passen ihr Verhalten an diese Preise an, um Verluste zu vermeiden und Gewinne zu erzielen. Auch auf Investitionen entfalten diese Preise ihre Wirkung: Neue Verbraucher siedeln sich bevorzugt an Knoten mit niedrigen Preisen an, wohingegen neue Kraftwerke an Netzknoten mit hohen Preisen errichtet werden.

Bereits heute findet das *Nodal Pricing* Anwendung, etwa in Texas. Im Kontrast zum *Nodal Pricing* steht der zonale Strommarkt. Dieser Ansatz ermittelt einen Preis für eine vorher bestimmte Zone fest. Ausschlaggebend für den Preis sind die Größe des Angebots und der Nachfrage in dieser Zone. Die Netztopologie wird in diesem Verfahren nicht berücksichtigt.

Die möglichen Wohlfahrtseffekte eines *Nodal Pricing*-Regimes wurde in der wissenschaftlichen Literatur für unterschiedliche Staaten untersucht (siehe (Stoft 1996), (Green 2007) oder (Weigt et al. 2005)). Verglichen wurden dabei die Wohlfahrtseffekte eines zonalen Strommarkts, wie er heute in weiten Teilen der EU Anwendung findet, mit einem nodalen Preissystem. Die oben genannten Studien kamen zu dem Ergebnis, dass aus der Einführung eines zonalen Strommarkts Wohlfahrtsverluste gegenüber einem nodalen System folgen. Für einen deutschen zonalen Strommarkt kann ein ähnliches Ergebnis gefunden werden (Özdemir et al. 2009).

Das Ergebnis des *Nodal Pricing* ist ein gesamtwirtschaftlich optimales. Allerdings wird in diesem System nicht berücksichtigt, wie die Erlöse und Verluste zwischen den Akteuren des Stromsystems verteilt sind. Daher greift eine Bewertung des *Nodal Pricing* basierend auf der ökonomischen Effizienz zu kurz. Besonders Haushalte sind in einem solchen System den Preisentwicklungen an den Knoten ausgeliefert und können sich unter Umständen an einem Knoten mit für sie unvorteilhaften hohen Preisentwicklungen befinden.

In Deutschland wurde das *Zonal Pricing* als eine entschärfte Version des *Nodal Pricing* diskutiert. Der Vorschlag umfasste die Einteilung des deutschen Marktgebiets in eine nördliche und eine südliche Preiszone, die sich am herrschenden Netzengpass orientieren. (Egerer et al. 2016) untersuchen eine solche Einführung dieser zwei Preiszonen. Für die Jahre 2012 und 2015 fanden sie, dass zwei Preiszonen zu einer reduzierten Zahl an notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen führen können. Der Effekt eines hohen Preises in Süddeutschland und der korrespondierende hohe Preis in Norddeutschland wirken sich so netzengpassreduzierend auf das Verhalten der Marktteilnehmer aus.

Nicht-fokussiert netzseitig

Netzseitige Mechanismen basieren auf der zeitlichen und räumlichen Flexibilisierung des Strompreisbestandteils der Netzentgelte. Über eine Variation der Entgelthöhe soll der herrschende Netzzustand an Stromverbraucher kommuniziert werden. In Zeiten einer hohen Netzbelastung käme es daher zu hohen Netzentgelten. Aus dieser Veränderung soll eine Verbrauchsanpassung resultieren, die das Stromnetz entlastet. Aktuell werden Netzentgelte jedoch nur auf die Entnahme von Strom aus dem Netz erhoben und nicht auf die Erzeugung und Einspeisung von Strom. Eine Anpassung von Erzeugern bleibt daher aus. Die Anwendung dieser Einspeisenentgelte ist allerdings durchaus denkbar und wird bereits in unterschiedlichen europäischen Ländern umgesetzt (bspw. Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien) (Hinnz et al. 2018).

Problematisch kann diese Anreizform in einem akuten Netzengpassfall sein, da eine Verhaltensänderung durch Verbraucher und Erzeuger nicht garantiert ist. Es ist möglich, dass Verbraucher bewusst hohe Preise akzeptieren oder der starke Anstieg der Netzentgelte nicht wahrgenommen wird, da Netzentgelte nur einer der kleineren Strompreisbestandteile sind. Auch Gewöhnungseffekte sind denkbar, bei denen sich bei Verbrauchern ein bestimmtes Verbrauchsmuster verfestigt und keine oder nur eine geringe Reaktion auf Steuerungssignale erfolgt.

In Deutschland spricht sich die Bundesnetzagentur aktuell gegen eine Einführung flexibler Netzentgelte aus. Sie nennt als Grund unter anderem eine schwierige Vorhersehbarkeit der tatsächlichen Netzentgelthöhe für Verbraucher. Steuerungssignale hätten entweder eine sehr geringe Wirkung, oder können auch einen extrem großen, in manchen Fällen prohibitiven Einfluss entfalten. Sie

könnten etwa für die Umsetzung regionaler Energiekonzepte oder die Investitionen privater Haushalte ein Hindernis sein (BNetzA 2015). Die Bestimmung von regionalen Entgelten sei darüber hinaus mit einem hohen Aufwand verbunden, und falsch bestimmte Netzentgelte könnten einen negativen Einfluss auf die Gesamtsystemoptimierung haben. Die Bundesnetzagentur sieht daher derzeit von diesen Entgelten ab (BNetzA 2017).

Fokussierte Mechanismen

Fokussierte Mechanismen sprechen nur die Gruppe von Akteuren an, die an einem Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität teilnimmt. Ein großer Unterschied zu nicht-fokussierten Mechanismen ist, dass das Erbringen von flexibler Erzeugung oder flexiblem Verbrauch eine Vergütung erhält. Somit stellt die Dienstleistung der Flexibilität ein Produkt dar, das eine Erlösmöglichkeit und ein Geschäftsmodell beinhalten kann. Die Grundlage für die Erbringung dieser Dienstleistung ist ein Vertrag, und somit besteht keine Unsicherheit über den tatsächlichen Effekt eines Flexibilitätsabrufs, wie es bei manchen nicht-fokussierten Mechanismen der Fall sein kann.

Das vorliegende Papier betrachtet vornehmlich diese fokussierten Ansätze, die aktuell im Zentrum der politisch-wissenschaftlichen Diskussion stehen. Angesichts der großen Zahl an aktuell vorgeschlagenen Ansätzen stellt dieses Papier einen Überblick über unterschiedliche Ansätze zusammen und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. In den folgenden Kapiteln werden daher diese Mechanismen genauer betrachtet und anschließend einer Bewertung und in diesem Rahmen einem Vergleich unterzogen. Bewertungskriterien sind unter anderem die ökonomische Effizienz und die Effektivität eines Mechanismus.

Grob sind fokussierte Mechanismen in die Kategorien Marktplattformmodelle sowie sonstige Modelle zu unterteilen. Die Teilnahme an beiden Modelltypen ist für alle Akteure freiwillig. Im Rahmen von Marktplattformmodellen wird ein Marktergebnis zwischen Angebot und Nachfrage ermittelt. Sonstige Modelle umfassen hingegen bilaterale Einigungen zwischen Netz- und Flexibilitätsbetreibern.

2. Hintergrund: Flexibilität für den Netzbetreiber heute

Aktuell ist die vorrangige Flexibilitätsoption zur Vermeidung von Netzengpässen das EisMan. Wird durch eine erneuerbare Erzeugungsspitze die Funktionalität des Netzes gefährdet, so erfolgt eine durch den Netzbetreiber angewiesene Reduktion der Stromerzeugung. Die netzbelastende Situation wird so aufgelöst. Technisch heißt das, Windanlagen werden aus dem Wind gedreht oder Wechselrichter bei Solaranlagen ausgeschaltet. Kommt es zum EisMan, werden dem Betreiber einer Anlage entgangene Erlöse erstattet gemäß § 15 (EEG 2017).

Neben dem EisMan stellt *Redispatch* nach § 13 (EnWG 2017) eine weitere Option auf Übertragungsebene dar, um Netzengpässe vor deren Entstehung zu beheben. Diese Lösung umfasst eine Neuorganisation des marktlich ermittelten Kraftwerkseinsatzes und reduziert somit die Effizienz dieses Marktergebnisses. Um einen drohenden Netzengpass zu verhindern, wird die Erzeugung von Kraftwerken vor einem drohenden Netzengpass reduziert. Gleichzeitig wird die Erzeugung von bisher inaktiven Kraftwerken, hinter dem Netzengpass erhöht.

Beim *Redispatch* handelt es sich um eine Flexibilitätsoption, die vorrangig auf Übertragungsebene eingesetzt wird. Auf Verteilnetzebene findet *Redispatch* wenig bis keine Anwendung. Einerseits, da eine Regelung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2011) ein Redispatch durch Verteilnetzbetreiber erst ab 1. Oktober 2021 in Kraft tritt, andererseits finden sich nur begrenzte Redispatchpotenziale auf Verteilnetzebene (BNetzA 2017). Auch gilt die neue Regelung des

NABEG nur für Stromerzeuger mit einer Kapazität größer 100 kW. Kleinere Stromerzeuger und auch nachfrageseitige Flexibilität können somit nicht durch Netzbetreiber angesprochen werden. Dies macht in Zukunft neue Koordinationsmechanismen von Flexibilität interessant, die diese Flexibilitätsoptionen adressieren.

Im Bereich der Niederspannung bildet § 14a (EnWG 2017) den Rahmen für einen netzdienlichen Einsatz von Verbrauchseinrichtungen. Dem Netzbetreiber wird in diesem Rahmen eine Steuerung dieser Einheiten ermöglicht, sodass ihr Verbrauch sich am herrschenden Netzzustand orientiert. Betreiber dieser Anlagen erhalten für diesen Einsatz ein reduziertes Netzentgelt. Aktuell ist die Formulierung dieses Paragraphen jedoch wenig umfangreich, da eine detaillierte Ausgestaltung durch die Bundesregierung im Rahmen einer Rechtsverordnung noch aussteht. Es ist denkbar, dass in Zukunft Verteilnetzbetreibern größere Möglichkeiten bei der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und deren Vergütung eingeräumt werden.

Bisher haben Verteilnetzbetreiber fast ausschließlich auf Maßnahmen des EisMan zurückgegriffen, bis ein Netzengpass durch einen ausreichenden Netzausbau langfristig aufgelöst wurde. Diese Herangehensweise wird jedoch mehr und mehr durch alternative Ansätze eines aktiven Verteilnetzmanagements abgelöst (Anaya und Pollitt 2017; Pallesen und Jacobsen 2018; Olivella-Rosell et al. 2018), die Gegenstand unterschiedlicher Forschungsprojekte sind (EWE 2016; Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2017a). Entsprechende Ansätze werden auch auf europäischer Ebene verfolgt (Eurelectric 2013) und sind bereits Teil der Strom-Verordnung (§ 32 European Parliament 2019) des *Clean Energy Package*:

„Member States shall provide the necessary regulatory framework to allow and incentivise distribution system operators to procure services in order to improve efficiencies in the operation and development of the distribution system, including local congestion management.“

In Deutschland stellt § 11 (2) des EnWG (EnWG 2017) die Grundlage für diese alternativen Ansätze dar. Dieser Paragraph ermöglicht die pauschale Reduktion der jährlichen Erzeugung und Einspeisung von Strom aus Wind und Photovoltaik um 3 %. Er eröffnet so Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit, Netze nicht vollständig auszubauen und den Netzbetrieb durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu komplementieren. Das vorrangig genutzte EisMan wird so von einer Übergangsregelung bis zum Netzausbau zu einer dauerhaften Flexibilitätsoption erweitert, die in der Netzplanung berücksichtigt wird.

Flexibilität kann im Vergleich zum Netzausbau kurzfristig realisiert werden. Bereits vorhandene Verbraucher können als flexible Lasten aktiviert werden und so erneuerbare Erzeugung integrieren. Auch wenn unklar ist, wie sich Erzeugung und Verbrauch in einem Stromnetz entwickeln, kann ein Einsatz von Flexibilität den notwendigen Netzausbau ersetzen, bis der tatsächlich notwendige Netzausbau feststeht. Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen schafft so zeitliche Flexibilität, und eine Überdimensionierung des Netzausbaus kann vermieden oder begrenzt werden.

Mit den Optionen konfrontiert, kurzfristige Flexibilität zu nutzen oder langfristig das Netz auszubauen, stellt sich für Netzbetreiber die Frage, in welchen Situationen ein langwieriger Netzausbau vorgenommen und wann ein Einsatz von Flexibilitätsoptionen diesem Ausbau vorgezogen wird. Aktuell sind diese Abwägungen auf eine Höhe von 3 % der erneuerbaren Kapazität beschränkt. Dieser Wert wurde pauschal für alle Netze festgelegt und orientiert sich so nicht an tatsächlichen Begebenheiten wie der Verfügbarkeit von Flexibilität in einem Netzgebiet. Es ist denkbar, dass auch höhere oder niedrigere Werte durch einen Verteilnetzbetreiber angewendet werden.

3. Koordination netzdienlicher Flexibilität

Damit Netzbetreiber Flexibilität nutzen können, sind Mechanismen notwendig, die dies koordinieren. Der Zugriff von Netzbetreibern auf Flexibilität sollte zu Zeiten geschehen, in denen ein Netzengpass absehbar ist, sodass dieser korrigiert werden kann. Den Rahmen hierfür schafft die Netzampel¹. Sie stuft die Funktionalität des Netzes in einen grünen, gelben oder roten Zustand ein. Droht in der ein Netzengpass wird es dem Netzbetreiber in gelben Ampelphase ermöglicht Flexibilität einzusetzen. Der Netzengpass wird so verhindert.

Dazu wie der Netzbetreiber in der gelben Ampelphase Flexibilität beschafft, gibt es unterschiedliche Vorschläge. Besonders diskutiert werden momentan so genannte Flexibilitätsmärkte, auf denen Betreiber von Flexibilität als Anbieter und Netzbetreiber als Nachfrager auftreten. Von diesen Ansätzen wurden unterschiedliche Variationen vorgeschlagen, die in den folgenden Kapiteln dargestellt werden sollen.

Auch andere Ansätze werden diskutiert, bei denen Netzbetreiber eine Einigung mit einem Betreiber von Flexibilität eingehen oder eine Investition in Flexibilität unterstützen. Bei diesen Modellen handelt es sich jedoch eher um jene, die punktuell zum Einsatz kommen sollten. Sie stellen keine Option dar, um das Problem der Netzengpässe im gesamten Stromsystem zu lösen.

Für eine Darstellung dieser Modelle wurden verschiedene Studien und Papiere der Literatur ausgewertet. Dabei handelt es sich unter anderem um:

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2016), *Decentralized Flexibility Market 2.0*, (bne 2016)

Ecofys, Fraunhofer IWES (2017), *Smart-Market Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap* (Nabe et al. 2017)

EWE (2016), *SINTEG-Projekt Enera: Regionales Orderbuch* (EWE 2016)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2017), *Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems* (Bogensperger et al. 2017)

Smart-Grids Plattform Baden-Württemberg (2016), *SINTEG-Projekt c/sells: Flexibilitätsplattform* (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2017a)

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2014), *Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze* (VDE 2014)

Ergänzt wird die Betrachtung dieser deutschen Vorschläge durch Beispiele aus dem europäischen Ausland.

Alle diese Ansätze basieren auf der Digitalisierung des Stromsektors und dem damit verbundenen Datenaustausch. Durch diese Grundlage wird eine Vorhersage der Stromerzeugung erneuerbarer Energien und der damit verbundene Einsatz von Flexibilität ermöglicht. Unumgänglich wirkt diese Entwicklung die Frage des Datenmanagements und des Zugangs zu Daten auf. Diese Fragen sollen jedoch nicht im Rahmen dieser Betrachtung untersucht werden, da sie einen eigenen thematischen Bereich darstellen.

¹ Eine detaillierte Beschreibung der Netzampel erfolgt im folgenden Kapitel.

3.1. Der Rahmen: Die Netzampel

Die hier betrachteten Ansätze für die Koordination von Flexibilität, sind in das Konzept der Netzampel eingebettet. Dieser Ansatz regelt die Interaktion von Netzbetreibern und Flexibilitätsoptionen im Stromgesamtsystem (bdew 2017). Das Konzept der Netzampel unterteilt die verschiedenen Zustände des Netzes in drei Kategorien. Das sind die drei Phasen grün, gelb und rot, die dem Zustand des Netzes entsprechen.

In der grünen Ampelphase herrscht uneingeschränkte Funktionalität des Netzes. Der Strommarkt kann in dieser Phase ohne Einschränkung funktionieren. Zeichnet sich ab, dass das Netz an seine Kapazitätsgrenzen geraten wird, geht das System in die gelbe Ampelphase über. Eine Ursache dafür kann eine unvorhergesehene erneuerbare Erzeugungsspitze sein. In dieser Phase wird der Strommarkt eingeschränkt, wenn dadurch drohende Probleme im Stromnetz abgewendet werden können. Der Netzbetreiber greift dann auf Flexibilität zu und sichert so den Systemzustand. Die eingesetzte Flexibilität erhält dafür eine entsprechende Vergütung, weshalb von einer Bewirtschaftung von Netzengpässen gesprochen wird. Wie genau ein Zugriff auf Flexibilität durch den Netzbetreiber geschieht, hängt vom verwendeten Koordinationsmechanismus ab.

Die kritische roten Phase tritt dann ein, wenn durch das Handeln des Netzbetreibers ein drohender Netzengpass nicht abgewendet werden konnte. In dieser Ampelphase wird der Strommarkt vollständig auszusetzen. Die Funktionalität des Netzes wird anschließend durch den Einsatz von Flexibilität wiederhergestellt. Das System befindet sich daraufhin wieder in der grünen Ampelphase.

3.2. Koordinationsmechanismen und ihre Charakteristika

Koordinationsmechanismen können unterschiedlich ausgestaltet sein und unterscheiden sich in verschiedenen Bereichen. Daher sollen in diesem Kapitel verschiedene Charakteristika eingeführt werden. Im Folgenden sollen sie erläutert werden und so ein Verständnis davon vermitteln, wie Mechanismen ausgestaltet sein können.

Die Charakteristika der Koordinationsmechanismen sind:

- *Optimierungsebene*
- *Marktgebiet*
- *Mögliche Marktteilnehmer*
- *Vertragsform*
- *Bewirtschaftungszeitraum*
- *Vergütungsform*
- *Eigentum*

Optimierungsebene

Die Optimierungsebene eines Mechanismus beschreibt, auf welcher Systemebene der Einsatz von Flexibilität koordiniert wird. Hier sind *zentrale* von *dezentralen* Mechanismen zu unterscheiden. *Zentrale* Mechanismen organisieren den Einsatz von Flexibilitätsoptionen auf nationaler Ebene. Sie sind dabei im Gegensatz zu dezentralen Mechanismen nicht an die Grenzen eines Netzbereichs oder einer Region gebunden. Im Rahmen eines zentralen Mechanismus können so alle nationalen Netzengpässe bewirtschaftet werden. Ein Beispiel für einen zentralen Markt ist der heutige Strommarkt.

Dezentrale Mechanismen hingegen zeichnen sich durch Regionalität aus: Es werden nur Netzengpässe bewirtschaftet, die sich in einem definierten Gebiet befinden. Dieses Gebiet kann ein Netzgebiet sein, aber auch durch andere nicht-technische Kriterien festgelegt werden. Sollen dezentrale

Mechanismen zum Einsatz kommen, um alle nationalen Netzengpässe zu beheben, wären mehrere dieser Mechanismen notwendig.

Marktgebiet

Das Marktgebiet umfasst das Gebiet, in dem Flexibilitätsangebot und Nachfrage zusammenkommen. Im einfachsten Fall überschneidet sich das Marktgebiet mit der Optimierungsebene. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn die Flexibilitätsoptionen im betrachteten Gebiet den gleichen Netzengpass adressieren. Wäre dies nicht der Fall, könnten sie nicht in einem Wettbewerb zueinanderstehen, da sie verschiedene Dienstleistungen anbieten.

Bei Ansätzen mit einer nationalen Optimierungsebene ist es nicht möglich, ein einzelnes Marktgebiet zu realisieren. In einem solchen Fall muss für drohende Netzengpässe ein eigener Markt eröffnet werden. Ebenso könnte das Angebot von Flexibilität um eine regionale Komponente erweitert werden. Für den Netzbetreiber muss jedoch erkennbar sein, welchen Einfluss angebotene Flexibilität auf einen Netzengpass hat.

Mögliche Marktteilnehmer

In erster Linie sind die Koordinationsmechanismen darauf ausgerichtet, Flexibilität für den Netzbetreiber zu erschließen. Somit stellt oft der Netzbetreiber den einzigen Nachfragenden dar. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass auch andere Akteure Flexibilität erwerben. Das können Bilanzkreisverantwortliche oder *Prosumer* sein.

Auf der Angebotsseite können in der Regel alle Flexibilitätsoptionen teilnehmen. Allerdings weist oft besonders dezentrale Flexibilität eine zu geringe Leistung auf, als dass sie an diesen Märkten teilnehmen könnte. In solchen Fällen bündeln Aggregatoren als Zwischenhändler Flexibilität von mehreren kleinen Anbietern und bieten sie gesammelt an.

Vertragsform

Die Bindung zwischen Flexibilität und Netzbetreiber kann verschiedene Formen haben. Es kann sich um klassische *bilaterale Verträge*, *langfristige Pachtverträge* zwischen *Netzbetreiber und Flexibilitätsdienstleister* oder aber *rechtliche Verpflichtungen* handeln.

Bewirtschaftungszeitraum

Der Bewirtschaftungszeitraum umfasst die Dauer, in der der Netzbetreiber auf eine Flexibilitätsoption zugreifen kann. Dies kann sich auf die Dauer des Netzengpasses beschränken oder sich über einen längeren Zeitraum erstrecken. In einem solchen Fall dient der Koordinationsmechanismus nicht nur der kurzfristigen Koordination des Flexibilitätseinsatzes in der gelben Ampelphase. Das Ziel ist eher das langfristige kosteneffiziente Erschließen von Flexibilität für den Netzbetreiber.

Vergütungsform

Ausschlaggebend für die Vergütung ist die Form des Koordinationsmechanismus. Marktliche Modelle ermitteln einen Marktpreis, der vom herrschenden Angebot und Nachfrage abhängt. Die Preisermittlung kann dabei frei geschehen oder aber durch Preisgrenzen eingeschränkt sein. In Ausnahmefällen orientiert sich die Vergütung an anderen Preisen, bspw. dem des Regelenergiemarkts, oder eine regulierte Preisfindung wird angewendet. Eine solche Preisermittlung kann dann Sinn machen, wenn befürchtet wird, dass es nicht zu einem ausreichend großen Wettbewerb im Markt kommt und somit einzelne Akteure den Marktpreis beeinflussen könnten.

Nicht-marktliche Modelle legen oft eine Vergütung im Rahmen bilateraler Verhandlungen oder einseitig fest. Es ist jedoch ebenso denkbar, dass eine Orientierung an anderen Preisen stattfindet.

Eigentum

Die im Rahmen des *Unbundlings* eingeführte Entflechtung von Netzbetreibern und Energieversorgern schränkt die Möglichkeiten hier ein: *Netzbetreiber* können nur unter bestimmten Bedingungen Eigentümer von Flexibilitätsoptionen sein, nämlich dann, wenn diese nicht am Strommarkt teilnehmen. Klassischerweise verbleibt daher das Eigentum beim *Marktteilnehmer*, da sonst ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen schwer möglich ist. In Ausnahmefällen kann eine Flexibilitätsoption durch einen Netzbetreiber realisiert werden und befindet sich so in seinem Eigentum. Der Betrieb der Anlage erfolgt dann nicht durch den Netzbetreiber selber, sondern durch Dritte.

3.3. Ein Überblick über Koordinationsmechanismen

In der folgenden Tabelle 3-1 sind unterschiedliche Ansätze für die Koordination von Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb dargestellt, die in der politisch-wissenschaftlichen Diskussion um den Einsatz von Flexibilität für das Netz eingebracht wurden.

Diese Ansätze lassen sich grob in zwei Kategorien unterteilen. Auf der einen Seite finden sich Modelle, die über eine Marktplattform das Angebot und die Nachfrage von Flexibilität koordinieren. Diese sind wiederum unterteilt in *dynamische Marktplattformmodelle* sowie *statische Marktplattformmodelle*.

Bei *dynamischen Marktplattformmodellen* handelt es sich um jene, die eingesetzt werden, um einen akuten Netzengpass zu vermeiden. Bei *statischen Marktmodellen* kommt es zu einer längerfristigen Bindung von Flexibilität an den Netzbetreiber. Somit kann diese Flexibilität bei mehreren Netzengpässen zum Einsatz kommen.

Dem gegenüber stehen *sonstige Modelle*, bei denen Flexibilität in der gelben Ampelphase eingesetzt wird, auf die Netzbetreiber nicht über einen Markt zugreift.

Eine Übersicht verschiedener vorgeschlagener Modelle findet sich in Tabelle 4-1.

Tabelle 3-1: Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Nutzung von Flexibilität durch den Netzbetreiber

	Koordinations- ansatz	Merkmale Optimierungs- ebene	Koordinations- gebiet	Mögliche Marktteilnehmer	Vertragsform	Bewirtschaftungs- zeitraum	Vergütungsform	Eigentum
Dynamische Marktplattformmodelle	Regionales Orderbuch (enera)	Zentral	Netzengpass	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer	einheitlicher Marktpreis	Marktteilnehmer
	Regionaler Flexibilitätsmarkt (VDE)	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer	Pay as bid	Marktteilnehmer
	Kaskadenmodell (Nabe et al. 2017)	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer	regulierte Preisbildung	Marktteilnehmer
	Flexibilitätsplattform (WindNode)	Zentral	Verteilnetzgebiet/ Übertragungs- netzgebiet	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer	Pay as bid	Marktteilnehmer
	ENKO (NEW4.0)	Zentral	Verteilnetzgebiet/ Übertragungs- netzgebiet	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer	Pay as bid	Marktteilnehmer
Flexibilitätsplattform - ALF(c/sells)	Zentral	Verteilnetzgebiet	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	Netzengpassdauer & längere Zeiträume	Netzentgeltreduktion; Marktpreis	Marktteilnehmer	
Statische Marktplattformmodelle	Local Flexibility Market (Olivella- Rosell et al. 2018)	Dezentral	Verteilnetz, Local Energy Community	Netzbetreiber, Bilanzkreis- verantwortliche	Bilateraler Vertrag	Vertragliche Bindung mit Aggregator	einheitlicher Marktpreis	Marktteilnehmer
	Dezentraler Flexibilitätsmarkt 2.0 (bne)	Zentral	Verteilnetzgebiet(e)	Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	1 Jahr	Flexibilitäts- vergütung	Marktteilnehmer
	Regionaler Regelenergiemarkt plus (Nabe et al. 2017)	Zentral	Netzgebiet, Netzstrang, Umspannwerk	Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber	Bilateraler Vertrag	1 Woche	Bereitschafts- und Einsatzpreis	Marktteilnehmer
	Nodes	Zentral	Netzgebiet, Messstelle	Netzbetreiber, Bilanzkreis- verantwortliche, Prosumer	Bilateraler Vertrag	Definierte Verfügbarkeitsdauer	Bereitschafts- und Einsatzpreis	Marktteilnehmer
	Market for Flexibility (EcoGrid 2.0)	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Netzbetreiber, Bilanzkreis- verantwortliche, Prosumer	Bilateraler Vertrag	Vertragliche Bindung mit Aggregator	einheitlicher Marktpreis	Marktteilnehmer
	Quotenmodelle (Nabe et al. 2017)	Dezentral	Netzgebiet	Netzbetreiber als einzigter Nachfrager	Bilateraler Vertrag	Langfristig	Regulierte Vergütung	Marktteilnehmer
	Flexibilitätsbroker	Dezentral	Poolgebiet	Flexibilitätsbroker	Bilateraler Vertrag	Langfristig	Brokerggebühr + Flexibilitätsvergütung	Marktteilnehmer
Sonstige Modelle	<i>Betreibermodelle</i> (Bogensperger et al. 2017)							
	Pachtvertragsmodell	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Pächter	Langfrist- Pachtvertrag	Langfristig	/	Netzbetreiber
	Joint Venture	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Investoren	Geteiltes Eigentum	Langfristig	/	Geteiltes Eigentum
	Dienstleistungs- modell (ebd.)	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Flexibilitäts- eigentümer	Langfrist-Vertrag	Langfristig	Verhandelte Vergütung	Marktteilnehmer
<i>Anreizmodelle (ebd.)</i>								
Gamification	Dezentral	Verteilnetzgebiet	Flexibilitäts- eigentümer	Keine	Langfristig	Keine	Marktteilnehmer	

Quelle: Eigene Darstellung

In den folgenden Kapiteln werden unterschiedliche Modelle zur Flexibilitätskoordination für den Netzbetrieb kurz vorgestellt. Diese Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie soll vielmehr dazu dienen die große Bandbreite verschiedener Ansätze darzustellen.

3.3.1. Marktplattformmodelle

Marktplattformmodelle zur Flexibilitätskoordination zeichnen sich durch eine neu geschaffene Marktplattformen aus, auf der das Angebot von Flexibilität und deren Nachfrage zusammengebracht werden. Diese Plattformen existieren parallel zum *Energy-Only-Markt*. Bei einem drohenden Netzengpass beschafft der Netzbetreiber auf diesem Markt Flexibilität, um den Netzengpass abzuwenden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie lehnt diese Ansätze jedoch bis auf Weiteres ab und spricht sich für eine Beibehaltung des kostenbasierten Redispatch aus (BMWI 2020). Grundlage für diese Entscheidung sind mögliche Effizienzverluste, die durch opportunistisches Verhalten von Marktteilnehmern verursacht werden könnten. Laut einem Gutachten von Neon und Consentec

(2019) würden so die Effizienzgewinne der Integration von Speichern und flexibler Verbraucher aufgewogen. Eine mögliche Maßnahme gegen diese Form des Verhaltens ist bspw. eine Regulierung der gezahlten Vergütung ((Schuster et al. 2019). Die Sinnhaftigkeit verschiedener Lösungsansätze wird jedoch von anderen Akteuren in Frage gestellt (Hirth et al. 2019).

In der Praxis konnte diese Form des Bietens bspw. in Großbritannien beobachtet werden (Perekhodtsev 2010). In anderen Fällen kam es jedoch nur zu geringen Ausprägungen dieses Verhaltens, da es mit Risiken und Unwägbarkeiten verbunden sei (E-Bridge Consulting 2019). Dies bestätigen Erfahrungen von Netzbetreibern, die Möglichkeiten des Countertrading an der dänisch-deutschen Grenzkuppelstelle untersuchten. Sie kamen zu dem Schluss: „*they [Marktteilnehmer] do not exhibit consistent and systematic behavior, and this is probably because it can be difficult to predict the scope of special regulation with sufficient precision.*“ (Energinet und TenneT 2018).

Aufgrund dieser abweichenden Erkenntnisse besteht daher weiterer Forschungsbedarf in diesem Bereich.

3.3.1.1. Dynamische Marktplattformmodelle

Dynamische Marktplattformmodelle ermöglichen die Koordination des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in der gelben Ampelphase. Dabei kontrahiert der Netzbetreiber die von ihm benötigte Flexibilität aktiv an der Marktplattform, wenn ein Netzengpass absehbar ist. Die dabei eingegangene vertragliche Einigung zwischen Netz- und Flexibilitätsbetreiber besteht dann für die Dauer des jeweiligen Netzengpasses. Diese Art der Marktmodelle wird als dynamisch bezeichnet, da für jeden Netzengpass ein eigener Marktprozess den Flexibilitätseinsatz ermittelt und der Netzbetreiber so für jeden Netzengpass aufs Neue die passende Flexibilitätsoption am Markt auswählen kann.

Enera Flexibilitätsmarkt: Regionales Orderbuch (EWE 2016)

Wie in anderen Projekten des *Schaufensters Intelligente Energie* wurde im enera-Projekt eine Form der marktlichen Koordination von Flexibilität für den Netzbetrieb entwickelt. Das zentrale Element des enera-Ansatzes ist das *regionale Orderbuch*. Dieses Orderbuch ist am zentralen Strommarkt angesiedelt, der durch die EPEX Spot betrieben wird.

Verbraucher, Erzeuger und Speichersysteme bieten hier ihre Flexibilität an. Ihr Angebot wird durch eine regionale Komponente ergänzt, anhand derer der Netzbetreiber den Einfluss einer Flexibilität auf einen Netzbetrieb nachvollziehen kann. Im Rahmen des *Market Clearing* wird ein Preis für den Einsatz dieser Flexibilität festgelegt. Dabei gibt es eine Preisgrenze, die das Einspeisemanagement als teuerste Flexibilität definiert.

Zwar ist der enera-Flexibilitätsmarkt auf der nationalen Ebene angesiedelt, jedoch werden regionale Orderbücher für einzelne Netzengpässe eröffnet. Somit findet sich die Koordinationsebene auf Ebene der Netzengpässe.

Regionaler Flexibilitätsmarkt „RegioFlex“ (VDE 2014)

Der *RegioFlex*-Markt stellt einen regionalisierten, dezentralen Markt dar, bei dem die Pay-as-Bid-Preisbildung² zum Einsatz kommt. In einem ersten Schritt erstellt der Netzbetreiber kurz- sowie mittelfristige Prognosen über die von ihm benötigte Flexibilität. Der ermittelte Bedarf enthält Informationen über Zeit, Ort und benötigte Leistung. Nachdem der Flexibilitätsbedarf an den *RegioFlex*-Markt kommuniziert wurde, können Produzenten, Konsumenten und Aggregatoren ihre Flexibilität

² Bei der *Pay-as-Bid*-Preisbildung wird genau wie bei der einheitlichen Preisbildung ein Marktpreis festgelegt. Anbieter, die am Markt zum Zuge kommen, erhalten bei dieser Preisbildung jedoch den von ihnen angebotenen Preis. Im Gegensatz dazu erhalten bei der einheitlichen Preisbildung alle Anbieter denselben Preis für ihre Dienstleistung.

anbieten. Die angebotenen Flexibilitätsdienstleistungen enthalten eine regionale Komponente, die Informationen über den Ort der Erbringung der Flexibilität enthält. Verteilnetzbetreiber wählen dann passende Flexibilitätsoptionen aus.

Da *RegioFlex* eine parallele Struktur zum *Energy-Only*-Markt darstellt, wird dieser, um Konkurrenz zu vermeiden, zeitlich vor oder nach anderen Märkten angesiedelt. Flexibilitätsanbieter können so, falls sie keinen Zuschlag erhalten, an einem der anderen Märkte anbieten. Eine künstliche Verknappung von Flexibilität soll so vermieden werden.

Kaskadenmodell (Nabe et al. 2017)

Das *Kaskadenmodell* führt eine regionale Flexibilitätsplattform ein, auf der ein einzelner Netzbetreiber Flexibilität alleine nachfragt. Daher ist die Plattform auf das Verteilnetzgebiet dieses Netzbetreibers begrenzt. Der Preis wird nicht frei gebildet, sondern orientiert sich an dem des Regelenergie markts. Zunächst übermitteln Anbieter Informationen an die Plattform. Kommt es zu einem Engpass, kann der Netzbetreiber kurzfristig auf die angebotene Flexibilität zugreifen.

Übertragungsnetzbetreiber greifen nicht aktiv auf diesen Markt zu, sondern übermitteln ihren Bedarf an die Verteilnetzbetreiber. Basierend auf diesen Informationen wird anschließend Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber aktiviert. Der Bedarf im Übertragungsnetz kann so gedeckt werden.

Flexibilitätsplattform (WindNode) (50 Hertz 2018)

Die Flexibilitätsplattform des *WindNode*-Projekts ist eine zentrale Plattform, die einen „*Intraday*“- und einen „*DayAhead*“-Markt umfasst. Erzeuger, Verbraucher und Speicher können dort nach einer Präqualifikation ihre Angebote abgeben. Das Angebot wird um eine regionale Komponente ergänzt. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber können anschließend die kostengünstigsten, regional passenden Gebote annehmen. Flexibilität wird dann vom Netzbetreiber mit in den Fahrplan eingeplant. So kann der drohende Engpass abgewendet werden. Für eine erbrachte Flexibilitätsdienstleistung erhalten Betreiber einen Preis in Höhe ihres Angebots.

ENKO (NEW 4.0) (Arge Netz und Schleswig-Holstein Netz 2018)

Der Flexibilitätsmarkt ENKO wurde im SINTEG-Projekt NEW 4.0 entwickelt. Zentral ist bei diesem Modell eine *DayAhead*-Marktplattform. Dort stellen Flexibilitätsanbieter ihr Angebot ein. Preis und Zeitfenster werden selbst definiert. Nachdem Netzbetreiber eine Engpassprognose für den Folgetag gemacht haben, rufen sie die notwendige Flexibilität ab. Dabei wird ein Signal an die Betreiber der Flexibilität geschickt, anhand dessen diese ihren Einsatz vornehmen.

Der ENKO-Ansatz führt das Subsidiaritätsprinzip³ im Netzbetrieb weiter: Zunächst ermitteln Verteilnetzbetreiber eine Flexibilitäts-Merit-Order, um einen drohenden Netzengpass aufzulösen. Die daraus folgende Entlastung für andere Netze wird an die zuständigen Betreiber kommuniziert. Anschließend kommen Übertragungsnetzbetreiber zum Zug und können noch ausstehende Netzengpässe beheben.

C/sells: Altdorfer Flexmarkt (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2017b)

Im Rahmen des SINTEG-Projekts *C/sells* werden unterschiedliche Flexibilitätsplattformen entwickelt. Eine dieser Plattformen ist der *Altdorfer Flexmarkt (ALF)* (Bogensperger et al. 2019).

³ Das Subsidiaritätsprinzip im Stromnetz bestimmt, in welcher Reihenfolge Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen aktiv werden. Vorrangig versuchen zunächst Verteilnetzbetreiber, einen Netzengpass zu lösen. Können diese den Netzengpass nicht auflösen, werden Übertragungsnetzbetreiber aktiv.

Der ALF ist auf zentraler Ebene angesiedelt. Zugreifen können Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber. So müssen keine parallelen Koordinationssysteme umgesetzt werden. Reibungsverluste werden so vermieden.

ALF stellt ein Hybridmodell eines dynamischen und eines statischen Marktplattformmodells dar: Flexibilität in den Verteilnetzen wird auf der Plattform langfristig basierend auf § 14a EnWG gebunden. Der Zugriff eines Netzbetreibers erfolgt jedoch nur punktuell. § 14a EnWG ermöglicht eine festgelegte Netzentgeltreduktion für netzdienlich abgerufene Flexibilität. Es kommt für diese Anbieter somit nicht zu einer freien Preisbildung. Anlagen, die aktiv vermarktet werden, können auf ALF frei anbieten. Sie nennen eine mögliche Einsatzzeit und einen Preis. Im Falle eines Netzengpasses melden dann Netzbetreiber ihren Flexibilitätsbedarf. Eine mathematische Optimierung bestimmt schließlich den optimalen Flexibilitätseinsatz.

3.3.1.2. Statische Marktplattformmodelle

Statische Marktmodelle führen - wie dynamische Modelle - Marktplattformen ein. Diese sollen die langfristige kosteneffiziente Beschaffung von Flexibilität für den Netzbetrieb ermöglichen. Netzbetreiber können auf diesen Plattformen Flexibilitätsoptionen für einen längeren Zeitraum vertraglich binden und diese in Zeiten der gelben Ampelphase zur Unterstützung des Netzbetriebs einsetzen. Diese Modelle werden als statische Marktmodelle bezeichnet, da die vertragliche Bindung von Flexibilitätsoptionen über die Dauer eines Netzengpasses hinausreicht.

Local Flexibility Market Design for Aggregators (Olivella-Rosell et al. 2018)

Der Ansatz der *Local Flexibility Markets for Aggregators* (LFM) führt lokale Flexibilitätsmärkte ein, die durch Aggregatoren betrieben werden. Das Einzugsgebiet dieser Marktform kann auf *Local Energy Communities*⁴ begrenzt sein oder sich darüber hinaus erstrecken. Teilnehmer des Markts schließen einen langfristigen Vertrag mit dem Aggregator. Dieser regelt, ab welchem Preis die Flexibilität aktiviert wird. Am LFM können Teilnehmer bei Bedarf auch individuell ihre Flexibilität anbieten und so ihren Verbrauch optimieren. Der Aggregator dient in diesem Fall nur als Betreiber der lokalen Marktplattform. Der Marktpreis wird aus der Nachfrage und dem herrschenden Angebot gebildet.

Wer am LFM teilnehmen kann ist von der jeweiligen Ampelphase abhängig. In der grünen Phase handeln nur Endverbraucher sowie Bilanzkreisverantwortliche am LFM. In der gelben Phase wird dies auch dem Netzbetreiber ermöglicht. Dieser ist schließlich in der roten Phase der einzige mögliche Nachfrager.

Dezentraler Flexibilitätsmarkt „D-Flex-Markt 2.0“ (bne 2016)

Bei dem Konzept *Dezentraler Flexibilitätsmarkt* handelt es sich um eine Marktplattform, die es Verteilnetzbetreibern ermöglicht, Flexibilität über eine Dauer von einem Jahr zu kontrahieren. Über die Dauer dieser vertraglichen Bindung kann der Netzbetreiber auf die Flexibilität zurückgreifen. Zu Zeiten eines Engpasses wird die vereinbarte Entnahme- oder Einspeisekapazität der Flexibilitätsoptionen begrenzt. Dieser Abruf von Flexibilität beläuft sich auf Zeitschritte von 15 Minuten, allerdings sind auch längere Zeiträume denkbar. Flexibilitätsbetreiber erhalten hierfür eine Entschädigung. Außerhalb des Einsatzes für das Netz kann der Flexibilitätsbetreiber frei am Strommarkt agieren.

⁴ Local Energy Communities umfassen Erzeuger, Verbraucher und Speicherbetreiber.

Regionaler Regelenergiemarkt plus (Nabe et al. 2017)

Angelehnt an den heutigen Regelenergiemarkt werden im *regionalen Regelenergiemarkt plus* die Regelleistungsprodukte durch eine regionale Komponente erweitert. Es ist so für Netzbetreiber einsehbar, in welchem Netzbereich sich Flexibilitätsanbieter befinden.

Flexibilitätsoptionen werden wie im Regelenergiemarkt vergütet. Sie erhalten eine Zahlung für die gesicherte Bereitstellung von Leistung. Eine weitere Vergütung wird gezahlt, wenn Flexibilität eingesetzt wird.

Der Betrieb des *regionalen Regelenergiemarkts plus* erfolgt, wie heute der reguläre Regelenergiemarkt, durch die Übertragungsnetzbetreiber. Eine Nachfrage von Flexibilität durch andere Marktteilnehmer ist nicht möglich. Auf diesem Markt kontrahierte Flexibilitätsoptionen können nur im Rahmen des Netzes eingesetzt werden.

Norwegen: NODES (Nodes 2018)

Bei dem *NODES*-Flexibilitätsmarkt handelt es sich um den Vorschlag eines statischen Flexibilitätsmarkts, der aus Norwegen stammt. Die Optimierungsebene des *NODES*-Marktes ist zentral. Es werden also Flexibilitätsoptionen für alle Netzgebiete koordiniert. Wie dabei eine Zuordnung der Flexibilität zu räumlichen Gebieten erfolgt, wird durch die Netzbetreiber und ihre Bedürfnisse definiert. Dabei ist eine Einteilung nach Messstelle bis hin zu einer Einteilung nach Netzgebiet möglich.

Den Flexibilitätsanbietern wird in diesem Markt eine Verfügbarkeitszahlung gezahlt, dafür, dass sie Flexibilität für einen möglichen Einsatz vorhalten. Bei Einsatz der Flexibilität erfolgt eine weitere Zahlung. Dies ähnelt dem *regionalen Regelenergiemarkt plus*. Das vorgeschlagene Marktmodell wird allerdings nicht durch einen der Marktakteure betrieben, sondern durch den Marktbetreiber *NODES*.

Dänemark: Dezentraler Flexibilitätsmarkt für aggregierte Flexibilitätsoptionen (Pallesen und Jacobsen 2018)

Im dänischen Projekt *EcoGrid 2.0* wurde im Rahmen eines *Smart Grids* eine dezentrale Flexibilitätsplattform eingeführt. Auf dieser Plattform kann durch Aggregatoren erschlossene Flexibilität angeboten werden. Die Anbieter der Flexibilität sind zwar langfristig gebunden, können jedoch zwischen verschiedenen Aggregatoren flexibel wechseln. Dies soll den Wettbewerb zwischen Aggregatoren sicherstellen.

Nachfrager sind Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Regelkreisverantwortliche. Diese übermitteln ihren Flexibilitätsbedarf an die Plattform. Anschließend bieten Aggregatoren Flexibilität für einen bestimmten Preis an. Den Zuschlag erhält der Anbieter mit dem niedrigsten Preis.

3.3.2. Sonstige Modelle

Die Kategorie umfasst Modelle, bei denen die Kontrahierung von Flexibilität nicht über eine Marktplattform koordiniert wird. Vergleichbar mit *statischen Marktmodellen* erfolgt die Bindung zwischen Flexibilität und Netzbetreiber hier ebenso für längere Zeiträume.

Quotenmodell (Nabe et al. 2017)

Der Netzbetreiber legt im *Quotenmodell* eine Quote für die maximale Stromeinspeisung oder -entnahme fest, der sich Modellteilnehmer im entsprechenden Netzgebiet anpassen. Im Netzengpassfall liegt die Quote unter 100% und reduziert somit die Netzbelastung. Wann ein Teilnehmer für einen Flexibilitätseinsatz zur Verfügung steht, wird bei einem Beitritt einer Flexibilität für einen festen

Zeitraum bestimmt. Kommt es zu einem Einsatz erhält die Flexibilität eine vom Netzbetreiber festgelegte Vergütung.

Eine erweiterte Form des Quotenmodells führt einen verpflichtenden nachgelagerten Markt ein, auf dem Teilnehmer ihre Quote handeln können. Flexibilitätsoptionen, für die ein bestimmter Zeitraum ungünstig ist, können die Erbringung von Flexibilität an andere zu diesem Zeitpunkt besser geeignete Flexibilitätsoptionen gegen eine Zahlung abgeben.

Flexibilitätsbroker (Bogensperger et al. 2017)

Der *Flexibilitätsbroker* aggregiert Flexibilität für den Netzbetreiber. Er erwirbt Flexibilitätsdienstleistungen, um diese nach Bedarf für den Netzbetreiber einzusetzen. In diesem Modell kommuniziert der Netzbetreiber indirekt über den *Broker* mit den Betreibern der Flexibilität.

Betreibermodelle (Bogensperger et al. 2017)

Betreibermodelle sind Modelle, bei denen das Eigentum einer Flexibilitätsoption beim Netzbetreiber liegt, deren Betrieb jedoch durch einen Dritten erfolgt. Die Anforderungen des *Unbundlings* können so gewahrt werden.

- *Pachtvertragsmodell*

Im Rahmen des *Pachtvertragsmodells* wird eine Investition in die Flexibilitätsoption durch einen Netzbetreiber vorgenommen. Diese befindet sich so in dessen Eigentum. Der Betrieb der Flexibilität muss jedoch durch einen Dritten erfolgen, damit die *Unbundling*-Prinzipien gewahrt werden. Dies wird durch einen Pachtvertrag ermöglicht.

Für den Betrieb der Flexibilität definiert der Netzbetreiber zeitliche Pflicht-Slots, in denen ein netzdienlicher Einsatz erfolgt. Außerhalb dieser Zeit kann sie im *Energy Only*- oder Regelenergiemarkt eingesetzt werden.

- *Joint Venture (Beteiligung an Investition, Betriebsführung durch Dritte)*

Beim *Joint Venture*-Modell wird gemeinsam von Netzbetreiber und einem Dritten eine Investition in eine Flexibilitätsoption vorgenommen. Als Anteilseigner kann der Netzbetreiber Vorgaben zum netzdienlichen Betrieb der Flexibilitätsoption machen. Der tatsächliche Betrieb der Anlage erfolgt dann durch den Marktakteur.

- *Dienstleistungsmodell*

Der Netzbetreiber schließt im Rahmen des Dienstleistungsmodells einen langfristigen Vertrag mit einer vorhandenen Flexibilitätsoption. Im Rahmen dessen wird die Flexibilität für das Netz eingesetzt. Die Steuerung verbleibt dabei beim Marktakteur. Eine Vergütung erfolgt durch eine verhandelte Zahlung.

Anreizmodelle (Bogensperger et al. 2017)

Diese Modelle streben eine Steuerung durch Anreize an. Dabei kann es sich um Steuern, Prämien oder Vorschriften handeln. Eine genauere Betrachtung dieser Modelle erfolgt hier allerdings nicht genauer. Eine Ausnahme sind flexible Netzentgelte, für die eine Übersicht in Kapitel 1 enthalten ist. Andere Anreize sprechen die Vorlieben von Verbrauchern an. Eine Anpassung von Verbrauch geschieht dann als Teil eines Spiels oder Wettbewerbs, wie bei der *Gamification*.

Gamification

Bei der *Gamification* werden spielerische Komponenten eingeführt, um über Spaß Akteure zu motivieren sich netzdienlich zu verhalten. Der Anreiz ist hier ein Wettbewerb um das netzdienlichste Verhalten. Realisiert werden kann dies beispielsweise über Handy-Apps. Diese können dem Nutzer seine geleistete Flexibilität im Vergleich zur Flexibilität anderer Nutzer darstellen und ihn so motivieren. In der Regel enthält *Gamification* keine monetären Anreize, kann jedoch darum ergänzt werden.

4. Multikriterielle Bewertung

In diesem Kapitel werden verschiedene Bewertungskategorien zur Bewertung der Koordinationsmechanismen eingeführt. In der Literatur finden sich bereits unterschiedliche Bewertungen verschiedener Ansätze, woran sich die Vorgehensweise dieses Papiers orientiert.

Eine ökonomische Bewertung unterschiedlicher Koordinationsmechanismen zur Steuerung der regionalen Verteilung von Kraftwerksinvestitionen wird von (Brandstätt et al. 2011) vorgenommen. Ziel dieser Mechanismen ist es Netzengpässe zu verhindern und den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Angewendete Bewertungskriterien sind u.a. Kosteneffizienz und die Effektivität der Ansätze. Ähnlich gehen auch (Nabe et al. 2017) vor. Sie betrachten unterschiedliche Modelle für die Koordination von netzdienlicher Flexibilität und bewerten neben der Effizienz deren Umsetzbarkeit sowie notwendige regulatorische Änderungen.

Neben ökonomischen Kriterien betrachten andere Autoren die rechtliche Umsetzbarkeit dieser Ansätze. Im Fokus der Untersuchung bei (Gerard et al. 2018) steht die Vereinbarkeit verschiedener Ansätze mit der aktuellen Rechtslage in Deutschland. Eine ähnliche Einschätzung auf europäischer Ebene nehmen (Eid et al. 2016) vor, die die Vereinbarkeit regionaler Energiesysteme mit dem europäischen Wettbewerbsrecht betrachten.

Angelehnt an die genannten Untersuchungen wurden die folgenden sechs Bewertungskriterien formuliert:

- Kurzfristige Kosteneffizienz
- Langfristige Kosteneffizienz
- Effektivität
- Marktkompatibilität
- Transaktionskosten
- Regulatorischer Änderungsbedarf

Da sich die in Kapitel 3 vorgestellten Mechanismen in ihrem Kern ähneln, wird eine Bewertung für die übergeordneten Kategorien vorgenommen. Diese sind:

- Dynamische Marktplattformmodelle
- Statische Marktplattformmodelle
- Quotenmodelle
- Betreibermodelle
- Anreizmodelle

In der folgenden Tabelle 4-1 sind die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung zusammengefasst. Die detaillierte Bewertung findet sich im Anschluss an die Tabelle.

Tabelle 4-1: Übersicht der Bewertung verschiedener Koordinationsmechanismen zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen

	Kurzfristige Kosteneffizienz	Langfristige Kosteneffizienz	Effektivität	Markt-kompatibilität	Transaktions-kosten	Regulatorische Anpassungen
Marktplattformmodelle						
dynamisch	+	+/=	+	++	+/-	--
statisch	+/=	+	+	-	+/-	--
Quotenmodell	+/-	+/-	+	+/-	+/-	+
Betreibermodell	-	+	+	+	--	++
Anreizmodell	-	-	--	++	++	++

Quelle: Öko-Institut.

Marktplattformmodelle werden bei den Effizienzkriterien besser bewertet als andere Modelle. *Marktplattformmodelle* ermitteln wettbewerblich einen Preis auf einem für Flexibilität geschaffenen Markt. Sie können so im Flexibilitätseinsatz und bei Flexibilitätsinvestitionen eine höhere Effizienz als andere Mechanismen erzielen. Dem gegenüber steht ein großer regulatorischer Änderungsbedarf, um eine Umsetzung dieser Modelle zu realisieren.

Quotenmodelle weisen bei keinem der Kriterien eine besonders positive oder negative Bewertung auf. Die Kosteneffizienz dieses Ansatzes hängt von der durch den Netzbetreiber gewählten Vergütung ab. Dieser kann mit Geschick eine dem wettbewerblichen Marktpreis nahe Vergütung wählen und so einen effizienten Einsatz und Investitionen anreizen. Dies ist jedoch nicht gesichert. Dennoch handelt es sich bei diesem Ansatz um eine Lösung, die nur überschaubarer regulatorischer Änderungen bedarf. Auch hebt sie sich als systemweite Lösung von Betreiber- und Anreizmodellen ab.

Die kurzfristige Effizienz von *Betreibermodellen* ist besonders vom Verhandlungsgeschick der einzelnen Parteien abhängig. Eine geringere Transparenz bei der Ausschreibung und Umsetzung von Flexibilitätsoptionen führt zur kurzfristigen Ineffizienz dieser Modelle. Da Investitionen bei Bedarf ausgeschrieben und realisiert werden, entfällt die Bewertung der langfristigen Effizienz positiv. Ein großer Vorteil dieser Ansätze ist der geringe regulatorische Änderungsbedarf. Dem gegenüber stehen jedoch hohe Transaktionskosten, da Verträge dieser Modelle komplizierter ausfallen als Verträge anderer Ansätze.

Anreizmodelle weisen vergleichsweise schlechte Ergebnisse auf. Dies ist besonders durch die lose Steuerungs- und Vergütungsform begründet. Es ist nur schwer absehbar, welche Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen. Besonders bei Modellen ohne eine monetäre Komponente kann daher ein effizienter Einsatz verfehlt werden.

4.1. Bewertungskriterien

Im Folgenden werden die Kriterien erläutert, die für die Bewertung der Koordinationsmechanismen herangezogen werden.

Das Kriterium der *ökonomischen Effizienz* bewertet, ob die Bereitstellung von Flexibilität kurz- und langfristig effizient erfolgt. Andere ökonomische Auswirkungen, wie Effekte auf die regionale Wirtschaft, werden hier nicht berücksichtigt.

In der kurzen Frist wird betrachtet, ob ein Einsatz von Flexibilität zu den niedrigsten möglichen Kosten erfolgt. Dies ist dann der Fall, wenn Flexibilität zu Grenzkosten⁵ erbracht wird, eine Bedingung, die erfüllt ist, wenn Flexibilitätsanbieter in einem unverzerrten Wettbewerb stehen. Durch den regionalen Charakter von Netzengpässen ist das jedoch nicht immer gegeben. So besteht das Risiko, dass in einer Region Flexibilität vorrangig durch wenige Anbieter erbracht wird. Diese könnten durch ihre Entscheidungen den Markt für Flexibilität beeinflussen, was zu einer reduzierten Effizienz führt.

Die *langfristige ökonomische Effizienz* betrachtet, ob durch einen Koordinationsmechanismus in der langen Frist passende Anreize für Investitionen in Flexibilitätsoptionen gesetzt werden. Voraussetzung dafür ist, dass neu errichtete Flexibilität zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs der Netzbetreiber beiträgt. Ein Teil der langfristigen Effizienz ist technologischer Fortschritt, der zu niedrigeren Kosten und neuen Flexibilitätsansätzen führt. Wie bei der kurzfristigen Effizienz ist eine Voraussetzung für passende Investitionen ein unverzerrter Wettbewerb.

Ausschlaggebend für die Bewertung der *kurzfristigen* und *langfristigen Effizienz* eines Koordinationsmechanismus ist, wie gut dieser sich an einen perfekten Wettbewerb annähern kann. Je stärker ein Mechanismus von diesen Bedingungen abweicht, desto geringer ist die Effizienz.

Das *Effektivitätskriterium* bewertet zwei Eigenschaften, zunächst, ob ein Mechanismus Flexibilität zu einer Teilnahme animiert. Nehmen an einem Mechanismus wenige Anbieter teil, so weist dieser eine geringe Effektivität auf. Der Flexibilitätsbedarf von Seiten des Netzbetreibers kann in diesem Fall nicht vollständig durch den Mechanismus gedeckt werden.

Es wird auch bewertet, wie erfolgreich ein Koordinationsmechanismus einen Netzengpass beheben kann. Wichtig dafür ist, wie sicher ein Mechanismus Flexibilität anspricht und diese dann netzdienlich eingesetzt wird. Reagiert Flexibilität bei Ansprache nicht direkt oder unzureichend, wird ein Koordinationsmechanismus weniger gut bewertet.

Das Kriterium der *Markt-Kompatibilität* prüft die Vereinbarkeit eines Koordinationsmechanismus mit dem Strommarkt. Wenn Flexibilität frei zwischen Mechanismus und Strommarkt wechseln kann, wird hier eine gute Bewertung erzielt, denn dann wird der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem nicht künstlich erhöht. Ein Mechanismus, der Flexibilitätsoptionen länger bindet, hält diese vom Strommarkt fern. Dort muss dann neue oder teurere Flexibilität einspringen. Somit erhält ein inkompatibler Mechanismus eine negative Bewertung. Ein Mechanismus, der freies Agieren von Flexibilität ermöglicht, erhält hingegen eine positive Bewertung.

Ein weiteres Kriterium ist das der *Transaktionskosten*. Es beurteilt, wie komplex die Bedingungen für eine Teilnahme an einem Mechanismus sind. Eine schlechte Bewertung erfolgt, wenn eine Teilnahme nur mit großem Aufwand möglich ist. Dazu können bspw. Präqualifikationsbedingungen beitragen. Auch Verhandlungen zwischen Akteuren über eine Zusammenarbeit können die Kosten

⁵ Grenzkosten umfassen nur die Kosten eines Einsatzes der Flexibilität. Dazu zählen keine Investitionskosten.

einer Teilnahme erhöhen. Mechanismen, die eine einfache Teilnahme ermöglichen, erzielen in dieser Kategorie eine gute Bewertung.

Da viele der vorgestellten Ansätze neu sind, können regulatorische Anpassungen notwendig werden. Je größer die notwendigen Anpassungen sind, desto schwieriger kann ein Mechanismus umgesetzt werden. In diesem Fall erhält der Mechanismus eine schlechte Bewertung. Ist der Mechanismus hingegen kompatibel mit der heutigen Regulatorik, so folgt daraus eine positive Bewertung.

4.2. Marktplattformmodelle

In diesem Kapitel werden beide Typen der *Marktplattformmodelle* bewertet. Das umfasst dynamische und statische Modelle.

Kurzfristige Kosteneffizienz

Eine gute Bewertung der kurzfristigen Kosteneffizienz von Marktplattformmodellen ist an einen uneingeschränkten Wettbewerb gebunden. Im Unterschied zu anderen Modellen kommt es auf Marktplattformen theoretisch zu einem transparenten Wettbewerb zwischen Flexibilitätsanbietern. Auch kostensenkende Anreize werden gesetzt. Durch den regionalen Charakter von Netzengpässen kann es allerdings dazu kommen, dass dieser Wettbewerb eingeschränkt wird. Das ist dann der Fall, wenn nur wenig Flexibilität in einer Region angeboten wird. Daher besteht die Möglichkeit, dass strategisches und opportunistisches Verhalten bei diesen Modellen auftreten kann⁶.

Verschiedene Ansätze können angewendet werden, um diese Ineffizienz zu vermeiden. So kann etwa der Marktpreis reguliert werden. Es könnte zum Beispiel der Preis des verwandten Regelleistungsmarkts genutzt werden. Auch ist es möglich, den Preis zu deckeln oder festzulegen. Dabei handelt es sich jedoch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit um eine *Second-best*-Lösung⁷. Alternativ wird von (Gerard et al. 2018) vorgeschlagen, dezentrale Märkte zu einem überregionalen Markt zusammenzuführen. In zentralen Märkten könne dieses Problem durch adäquat große Marktregionen adressiert werden.

Statische Marktplattformmodelle erhalten eine ähnliche Bewertung wie dynamische Modelle. Da Flexibilität über einen längeren Zeitraum vertraglich gebunden wird, ist es den Netzbetreibern jedoch nicht möglich zwischen Flexibilitätsoptionen zu wechseln und so gegebenenfalls kosteneffizientere Optionen einzusetzen. Aus diesem Grund fällt die Bewertung dieser Modelle hier schlechter aus als die der dynamischen Modelle.

Unabhängig von statischen oder dynamischen Märkten reduzieren parallele dezentrale Märkte die Systemeffizienz. Denn sie weisen keine Effizienzgewinne durch *Economies of Scale*⁸ auf. Inwiefern diese Kosten durch eine mögliche Erhöhung der Systemresilienz⁹ aufgewogen werden können, ist zu klären.

Langfristige Kosteneffizienz

Wie auch bei der kurzfristigen Kosteneffizienz erzielen *Marktplattformmodelle* in dieser Kategorie gute Ergebnisse, denn die im Markt gebildeten Preise spiegeln die Knappheit an Flexibilität wider und können so passende Anreize für Investitionen setzen. Statische Modelle erhalten an dieser

⁶ siehe Kapitel 3.3.1

⁷ Eine *Second-best*- (zweitbeste) Lösung ist weniger wirtschaftlich als die erstbeste Lösung. Es kann jedoch sein, dass dies die einzige Lösung ist, die erreicht werden kann.

⁸ Effizienzgewinne durch die gemeinsame Nutzung von Infrastrukturen.

⁹ Resilienz ist die Fähigkeit eines Systems, Störungen der Funktionsfähigkeit zu kompensieren.

Stelle eine bessere Bewertung als dynamische, da sie eine langfristig sichere Finanzierung von Flexibilitätsoptionen realisieren können.

Durch die Existenz des bereits genannten Phänomens des opportunistischen Verhaltens wird auch die langfristige Effizienz von Marktplattformmodellen reduziert. Durch das gezielte Bieten in den Flexibilitätsmechanismus kann es zu einem Anstieg des sich dort bildenden Preises kommen. Daraus werden zu hohe Investitionen in flexible Kapazitäten angereizt, was zu Kosteneffizienz reduziert. Das Ausüben von Marktmacht kann einen ähnlichen Effekt haben.

Eine Regulierung des Preises kann die Wirkung dieses Verhaltens reduzieren. Wie in der kurzen Frist kann dies zu einer ineffizient hohen oder niedrigen Festlegung des Marktpreises führen. Längerfristig würde es daher zu Investitionsanreizen kommen, die über oder unter dem effizienten Niveau liegen (Nabe et al. 2017).

Effektivität

Der Einsatz von *Marktplattformmodellen* führt zu einem verlässlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb. Dies basiert auf der Übereinkunft zwischen Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber, flexible Leistung gegen eine Vergütung zu entrichten. Ausnahmen durch technische Schwierigkeiten sind dabei nicht auszuschließen. Diese sind jedoch nicht auf die Effektivität des Marktplattformmodells zurückzuführen.

Auch das Erschließen von Flexibilität kann durch *Marktplattformmodelle* erleichtert werden, da sie eine Teilnahme von Flexibilitätsoptionen unter transparenten Bedingungen ermöglichen. Die in der Regel notwendige Präqualifikation kann jedoch unter bestimmten Bedingungen die Teilnahme für bestimmte Flexibilitätsanbieter erschweren. Dies können etwa Mindestkapazitäten sein, die eine Teilnahme von Anbietern mit niedriger Flexibilität erschweren oder verhindern. Ein Lösungsansatz kann das Pooling von Anlagen darstellen, das durch Aggregatoren umgesetzt werden kann.

Markt-Kompatibilität

Die Vereinbarkeit mit dem *Energy-Only*-Markt ist bei *dynamischen Marktplattformmodellen* gegeben. Flexibilitätsoptionen können außerhalb von Netzengpasszeiten weiterhin am *Energy-Only*-Markt partizipieren. Eine Bindung zwischen Flexibilitäts- und Netzbetreiber dauert nur für die Dauer eines Netzengpasses an.

Statische Marktplattformmodelle hingegen binden eine Flexibilität über einen längeren Zeitraum. Dies ist vergleichbar mit dem heutigen Regelenergiemarkt. Auch wenn ein Netzengpass abgewendet wurde, besteht weiterhin die vertragliche Bindung zwischen Netzbetreiber und Flexibilität. Eine Teilnahme an anderen Märkten ist so nicht möglich. Je länger diese Bindung, desto größer ist der negative Effekt, der aus dieser Markt-Inkompatibilität folgt: die Verknappung von Flexibilität.

Transaktionskosten

Wie hoch die Transaktionskosten von *dynamischen* oder *statischen* Märkten sind, hängt von deren Teilnahmebedingungen ab. Besondere Präqualifikationsbedingungen können dazu führen, dass Anbieter mit niedriger Kapazität nicht teilnehmen können. Diese Bedingungen haben Gründe der Handhabbarkeit von Flexibilität durch den Netzbetreiber. Aus besonders strengen Teilnahmebedingungen können eine geringere Teilnehmerzahl und eine reduzierte Liquidität folgen. Allerdings sind heute schon Aggregatorenmodelle etabliert, die Flexibilität sammeln und diese im Markt anbieten. Ein Marktzugang wird so erleichtert.

Regulatorische Anpassungen

Generell sind für die Einführung einer Marktplattform regulatorische Änderungen notwendig. Denn heute ist ein Betrieb oder eine Teilnahme von Netzbetreibern an Märkten nicht möglich. Besonders im Bereich der Verantwortung und Rollen der Netzbetreiber existieren bisher keine Regelungen. Dies umfasst Fragen des Betriebs der Marktplattform und des Abrufs von Flexibilität durch den Netzbetreiber. Ebenso ist die Vereinbarkeit eines Flexibilitätsabrufs mit angrenzenden, vor- sowie nachgelagerten Netzgebieten noch nicht geregelt. Auch eine Regelung zwischen Bilanzkreisen und Flexibilitätsabruf existiert bisher noch nicht.

4.3. Sonstige Modelle

Die Modelle dieser Kategorie dienen eher einer punktuellen Korrektur netzseitiger Probleme. Eine Ausnahme ist das *Quotenmodell*, das in einem größeren Rahmen zum Einsatz kommt.

Kurzfristige Kosteneffizienz

Die hier enthaltenen nicht-marktlichen Ansätze ermitteln Preise und Mengen nicht über einen Wettbewerb, der mit dem eines Marktes vergleichbar wäre. Das führt in der Regel nicht zu einem kostenoptimalen Ergebnis. Zwar stehen Flexibilitätsanbieter auch hier in Konkurrenz zueinander, jedoch kann besonders der Mangel an Transparenz über die Marktsituation, angebotene und nachgefragte Mengen zu einem suboptimalen Ergebnis führen.

Beim *Quotenmodell* legt der Netzbetreiber die Vergütung der Flexibilität fest. Um jedoch die Effizienz eines Marktergebnisses zu erreichen, müsste diese die Höhe des Marktpreises aufweisen. Das ist nur schwer möglich, wenn wenige Vergleichsgrößen existieren. Wie die kurzfristige Effizienz dieses Ansatzes zu bewerten ist, ist unklar. Es besteht die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber die Vergütung zu hoch oder zu niedrig ansetzt, was in beiden Fällen zu einem ineffizienten Ergebnis führt.

Betreibermodelle sind eine bilaterale Einigung zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter. Sie können nur schwer ein kosteneffizientes Ergebnis erreichen. Denn das Ergebnis dieser Modelle ist stark vom Verhandlungsgeschick der beiden Parteien abhängig. Dass der effiziente Marktpreis getroffen wird, ist daher unwahrscheinlich.

Die Effizienz von *Anreizmodellen* kann eher als gering eingestuft werden, besonders dann, wenn Flexibilitätsoptionen nicht daran gebunden sind, einem Anreiz zu folgen. Das ist bei der *Gamification* der Fall. Ebenso kann Flexibilität eingesetzt werden, die zu diesem Zeitpunkt nicht die kosteneffizienteste Lösung ist. Aufgrund dieser Unsicherheit ist die Effizienz dieses Ansatzes als gering einzuschätzen.

Langfristige Kosteneffizienz

Durch die regulierte Vergütung der *Quotenmodelle* erhalten Flexibilitätsanbieter einen Anreiz, Investitionen zu tätigen. Wie groß dieser Anreiz ist, hängt von der gewählten Vergütungshöhe ab. Anreize können zu hoch oder zu niedrig gewählt werden. Daraus können ineffiziente Investitionen folgen. Wie bei der kurzfristigen Effizienz kann daher weder eine positive noch eine negative Bewertung erfolgen.

Im Bereich der *Betreibermodelle* schreiben Netzbetreiber ihren Bedarf an Flexibilität aktiv aus. Anbieter von Flexibilität gehen auf dieses Angebot ein. Daraus folgen Investitionen, die dem Bedarf des Netzbetreibers entsprechen. Im Unterschied zu *Marktplattformmodellen* besteht jedoch nur ein geringer Anreiz zur Kostenreduktion oder Innovation, da für Anbieter von Flexibilität nicht ersichtlich

ist, wann der Zuschlag durch den Netzbetreiber erfolgt. Ein Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Anbietern kann so nur begrenzt stattfinden.

Anreizmodelle, wie das der *Gamification*, können keine oder nur geringe Investitionsanreize setzen. Der Grund dafür ist, dass sich Teilnehmer oft keinem monetären Anreiz gegenübersehen.

Effektivität

Das *Quotenmodell* ist offen für Flexibilität eines festgelegten Gebiets. Bei diesem Mechanismus, der eine regulierte Preisbildung umfasst, hängt die Effektivität von der Höhe des gewählten Preises ab. Höhere Preise führen dazu, dass sich eine größere Menge an Flexibilitätsoptionen findet, die an diesem Modell partizipieren möchten. Zu niedrige Preise können dazu führen, dass sich nicht eine ausreichende Menge an Flexibilität zur Teilnahme bereit erklärt. Teilnehmende Anbieter von Flexibilität verpflichten sich zu einer Anpassung ihrer Netznutzung in Abhängigkeit der vom Netzbetreiber gewählten Quote. Dies führt zu einer verlässlichen Auflösung des Netzengpasses.

Betreibermodelle basieren auf der bedarfsgerechten Ausschreibung durch den Netzbetreiber. Der notwendige Bedarf sollte so treffend gedeckt werden. Diese Modelle schreiben einen Einsatz der Flexibilitätsoption für den Netzbetrieb vertraglich fest. Dadurch kommt es in Zeiten eines drohenden Netzengpasses zu einem verlässlichen Einsatz. Im Vergleich zu *Marktmodellen* ist es bei *Betreibermodellen* nicht möglich, eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb zu gewinnen. Die bilaterale Natur der Verträge schließt besonders kleinere Akteure von der Partizipation aus, die durch Aggregatoren in den Marktplattformmodellen indirekt teilnehmen könnten.

Besonders der Neuigkeitswert von *Anreizmodellen* könnte dazu führen, dass Flexibilitätsanbieter teilnehmen und ihren Verbrauch oder ihre Erzeugung nach Bedarf anpassen. Allerdings können besonders Gewöhnungseffekte dazu führen, dass das Interesse an einem solchen Modell verloren geht und der zunächst entlastende Effekt für das Netz kleiner wird und schließlich verschwindet. Es ist auch nur schwer absehbar, ob und wenn ja, welche Option zum Einsatz kommt. Die Effektivität dieser Modelle ist daher als eher gering einzustufen.

Markt-Kompatibilität

Das *Quotenmodell* stellt eine parallele Struktur zum *Energy Only*-Markt dar. Akteure sind Teilnehmer in einem Modell, in dem eine Einschränkung der Erzeugung und des Verbrauchs durch ein Steuerungssignal des Netzbetreibers ausgelöst wird. Für die Dauer der Teilnahme verpflichten sich die Teilnehmer dazu, Flexibilität vorzuhalten und auf die Steuerungssignale des Netzbetreibers zu reagieren. Eine Teilnahme am Strommarkt ist daher nur begrenzt möglich. Außerhalb dieser Zeiten können Akteure frei im Strommarkt agieren.

In der Kategorie der *Betreibermodelle* schließen das *Joint Venture* sowie das Pachtvertragsmodell eine Teilnahme der Flexibilitätsoptionen im parallel stattfindenden *Energy Only*-Markt nicht aus. Zu Zeiten, in denen eine Flexibilitätsdienstleistung benötigt wird, wird diese durch den Netzbetreiber abgefragt. Solange das Netz ohne Einschränkung genutzt werden kann, können auch kontrahierte Flexibilitätsoptionen im *Energy Only*-Markt teilnehmen. Das Dienstleistungsmodell hingegen schließt diese Teilnahme aus. Bei den vorliegenden Modellen überwiegt die Möglichkeit, am Strommarkt teilzunehmen, weshalb hier eine positive Bewertung erfolgt.

Das *Anreizmodell* der *Gamification* schließt eine Marktteilnahme nicht aus. Der Grund dafür ist die Freiwilligkeit des gesendeten Anreizsignals. Flexibilitätsbetreiber können sich zwischen einer Teilnahme am *Energy Only*-Markt und am *Anreizmodell* entscheiden.

Transaktionskosten

Die Transaktionskosten der *Quotenmodelle* sind mit denen anderer Modelle vergleichbar. Wie auch bei *Marktmodellen* ist eine Präqualifikation notwendig, damit der Netzbetreiber den Einsatz von Flexibilität planen kann. Hier ist besonders die Partizipation von Akteuren mit niedriger Kapazität als erschwerend zu sehen. Nach dieser Teilnahmebedingung findet zu Netzengpasszeiten eine einfache Kommunikation zwischen Netz- und Flexibilitätsbetreiber statt.

In der Kategorie der *Betreibermodelle* finden sich die höchsten Transaktionskosten unter den in diesem Papier betrachteten Ansätzen. Der Grund hierfür ist, dass die vertragliche Einigung zwischen Netz- und Flexibilitätsbetreiber eine detaillierte Ausgestaltung benötigt. So sollen die Interessen der beiden Parteien berücksichtigt werden. Denn wie genau sich Regeln, Rechten und Pflichten gestalten, kann sich von Fall zu Fall unterscheiden.

Auch im Bereich der *Anreizmodelle* treten die niedrigsten Transaktionskosten auf. Teilnehmer des Modells werden mit Anreizsignalen konfrontiert und können entscheiden, ob sie darauf reagieren oder nicht.

Regulatorische Anpassungen

Laut (Nabe et al. 2017) stellt ein *Quotenmodell* eines der am leichtesten umzusetzenden Modelle dar. Der Grund hierfür sei die Nähe zu bereits heute bestehenden Regulierungen im Rahmen des § 14a EnWG (EnWG 2017).

Betreibermodelle sind in der Regel vertragliche Einigungen zwischen einem Netzbetreiber und einem Betreiber einer Flexibilitätsoption. Sie sind so designt, dass sie im Rahmen der heutigen Regulatorik realisierbar sind. Sie sind teilweise an bereits etablierte Modelle angelehnt, wie die Verpachtung von Infrastruktur. Eine Änderung des regulatorischen Rahmens ist daher in der Regel nicht notwendig.

Intrinsische Anreizmodelle, die eine Flexibilisierung durch *Gamification* anreizen, basieren nicht auf rechtlichen Grundlagen, sondern können bspw. einfach durch die Einführung einer App realisiert werden.

5. Schlussfolgerung

Im Zentrum des vorliegenden Papiers stehen Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Die verschiedenen Ansätze realisieren diesen Einsatz auf verschiedene Arten und sind dabei unterschiedlich erfolgreich.

Aktuell werden besonders *Marktplattform*-Ansätze diskutiert. Diese sind aufgrund ihres Potenzials einer *wettbewerblichen* Erschließung von Flexibilität und der Erschließung von *dezentraler* Flexibilität attraktiv. Allerdings könnte ihr Erfolg durch strategisches oder opportunistisches Verhalten begrenzt werden. Aus diesem Grund wird eine Umsetzung dieser Modelle von Seiten des BMWi bis auf Weiteres ausgeschlossen. Dennoch stellen diese Modelle aus Sicht der Autoren die vielversprechendsten Ansätze dar, auch wenn ihre Umsetzung mit regulatorischen Herausforderungen verbunden ist.

Netzbetreiber legen in Quotenmodellen eine Quote fest, die in Engpasszeiten die Netznutzung von Verbrauchern und Erzeugern regelt. Kommt es zu einem solchen Flexibilitätsabruf wird den teilnehmenden Akteuren eine Vergütung gezahlt. Diese wird durch den Netzbetreiber festgelegt. Durch die festgelegte Vergütung wird die Problematik des strategischen Verhaltens umgangen, da Marktakteure keinen Einfluss auf die gezahlte Vergütung ausüben können. Allerdings kann es auch bei der gewählten Vergütung nicht zu einem effizienten Ergebnis kommen. Wird eine ineffizient hohe oder niedrige Vergütung gewählt, könnte es bspw. zu ineffizienten Investitionsanreizen kommen.

Betreibermodelle stellen punktuelle Lösungen dar und umfassen einen Vertrag zwischen Netzbetreiber und Flexibilität. Diese sind sehr passgenau und können einen Netzengpass effektiv lösen. Im Gegensatz zu Marktplattformmodellen sind sie bereits unter der heutigen Regulierung rein rechtlich realisierbar. Die Transaktionskosten dieser Modelle sind jedoch sehr groß, da es einer anspruchsvollen vertraglichen Einigung für die Umsetzung bedarf.

Aus Sicht der Autoren zeigen Flexibilitätsmärkte ein großes Potenzial. Besonders dezentrale Flexibilität kann mit diesen Modellen erschlossen werden. Damit die Effekte einer möglichen Preisverzerrung minimiert werden können, ist allerdings ein entsprechender regulatorischer Rahmen und ein passendes Marktdesign notwendig.

Literaturverzeichnis

- 50 Hertz - 50 Hertz Transmission (2018): WindNODE-Flexibilitätsplattform startet Testbetrieb, 50 Hertz Transmission. Online verfügbar unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/5902/windnode-flexibilitaetsplattform-startet-testbetrieb>, zuletzt geprüft am 17.01.2019.
- Anaya, L. K.; Pollitt, M. G. (2017): Going smarter in the connection of distributed generation. In: *Energy Policy* 105, S. 608–617.
- Arge Netz; Schleswig-Holstein Netz (2018): ENKO, Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. Arge Netz; Schleswig-Holstein Netz. Kiel, 2018.
- bdew (2017): Konkretisierung des Ampel-Konzepts im Verteilungsnetz. bdew (Hg.). Berlin, 10.02.2017.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Aktionsplan Gebotszone, Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, 2020.
- bne - Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2016): Decentralized Flexibility Market 2.0, A market based solution for organizing access to flexibility on the local distribution network. Bundesverband Neue Energiewirtschaft. Berlin, 2016.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2015): Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn, 2015.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bonn, 2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 03.04.2020.
- Bogensperger, A.; Lienert, C.; Zeiselmair, A.; Köppl, S.; Estermann, T. (2017): Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems, Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.
- Bogensperger, A.; Zeiselmair, A.; Faller, S. (2019): Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (11), S. 19–22.
- Brandstät, C.; Brunekreeft, G.; Friedrichsen, N. (2011): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? In: *Utilities Policy* 19 (4), S. 244–254. DOI: 10.1016/j.jup.2011.07.001.
- E-Bridge Consulting (2019): Real time flexibility markets, Development of Fingrid's vision on the design of a Finnish flexibility market. Unter Mitarbeit von Büchner, J.; Beune, R. und von Appen, J. E-Bridge Consulting. Fingrid Oyj (Hg.). Helsinki, 2019.
- EEG (2017): EEG. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2017), EEG. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2020.
- Egerer, J.; Weibezahn, J.; Hermann, H. (2016): Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects. In: *Energy Economics* 59, S. 365–381.
- Eid, C.; Bollinger, L. A.; Koirala, B.; Scholten, D.; Facchinetti, E.; Lilliestam, J.; Hakvoort, R. (2016): Market integration of local energy systems: Is local energy management compatible with European regulation for retail competition? In: *Energy* 114, S. 913–922.
- Energinet; TenneT (2018): DK1-DE Countertrade Following Joint Declaration 2018, Monitoring Report. Energinet; TenneT. Kopenhagen, Bayreuth, 2018.

- EnWG (2017): EnWG. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), EnWG. In: *Bundesgesetzblatt*. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt geprüft am 03.04.2020.
- Eurelectric (2013): Active Distribution System Management, A key tool for the smooth integration of distributed generation. Findings and recommendations. Eurelectric (Hg.), 2013.
- European Parliament (2019): DIRECTIVE (EU) 2019/ 944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 5 June 2019 - on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/ 27/ EU. In: *Official Journal of the European Union*.
- EWE (2016): Verbundprojekt enera. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, 2016.
- Gerard, H.; Rivero Puente, E. I.; Six, D. (2018): Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework. In: *Utilities Policy* 50, S. 40–48.
- Green, R. (2007): Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? In: *Journal of Regulatory Economics* 31, 125-149.
- Hinnz, F.; Schmidt, M.; Möst, D. (2018): Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure, The case of Germany. In: *Energy Policy* (113), S. 97–111.
- Hirth, L.; Maurer, C.; Schlecht, I.; Tersteegen, B. (2019): Strategisches Bieten in Flex-Märkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (6), S. 52–55.
- Nabe, C.; Art, M.-L.; Döring, M. (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen, Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Ecofys; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Agora Energiewende (Hg.). Berlin, 2017.
- NABEG (2011): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz, NABEG, Fassung vom 13.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/NABEG.pdf>, zuletzt geprüft am 03.04.2020.
- Neon Neue Energieökonomik; Consentec (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch". Berlin, 2019.
- Nodes (2018): A fully integrated marketplace for flexibility. Nodes (Hg.). Lysaker, 2018.
- Olivella-Rosell, P.; Lloret-Gallego, P.; Munné-Collado, Í.; Villafafila-Robles, R.; Sumper, A.; Odegaard Ottessen; Stig; Rajasekharan, J.; Bremdal, B. A. (2018): Local Flexibility market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level. In: *Energies* 11.
- Özdemir, Ö.; Hers, S.; Bartholomew Fisher, E.; Brunekreeft, G.; Hobbs, B. F. (2009): A Nodal Pricing Analysis of the Future German Electricity Market. JHU Hobbs Energy-Environment Decisions Group (Hg.), 2009.
- Pallesen, T.; Jacobsen, P. H. (2018): Solving infrastructural concerns through a market reorganization: A case study of a Danish smart grid demonstration. In: *Energy Research & Social Science* 41, S. 80–88.
- Perekhodtsev, D. (2010): UK Transmission Congestion Problem, Causes and Solutions. LECG Consult (Hg.), 2010.
- Schuster, H.; Kaltschnee, J.; Nykamp, S.; Maeding, S. (2019): Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (1/2).

- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (2017a): C/sells - das Projekt: SmartGrids BW, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Online verfügbar unter <http://www.smartgrids-bw.net/csells/csells-das-projekt/>, zuletzt aktualisiert am 20.11.2017, zuletzt geprüft am 12.04.2018.
- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (2017b): C/sells-Community _ Das Magazin, In Süddeutschland nimmt die Energiewende Form an. Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Stuttgart, 2017.
- Stoft, S. (1996): Transmission pricing zones: simple or complex?, POWER Working Paper PWP-042A. University of California Energy Institute, 1996.
- VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. VDE-Studie 2014. Unter Mitarbeit von Apel, R.; Berg, V.; Fey, B.; Geschermann, K.; Glaunsinger, W. et al. Frankfurt a. M, 2014.
- Weigt, H.; Freund, K.; Jeske, T. (2005): Nodal Pricing of the European Electricity Grid - A welfare Economic Analysis for Feeding-in Offshore Wind Electricity. Dresden University of Technology. Dresden, 2005.