

Flexibilitätsbeiträge elektrischer Anlagen aus Stadtquartieren: Abgrenzung von Elektrizitäts- Markt, -Netz und -System

Severin Beucker | Simon Hinterholzer

Impressum

Autoren:

Severin Beucker (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Simon Hinterholzer (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Verlag:

Eigenverlag: © WindNODE AP 8.2-Konsortium

Ansprechpartner: Dr. Severin Beucker, beucker@borderstep.de

Zitiervorschlag:

Beucker, S. & Hinterholzer, S. (2018). Flexibilitätsbeiträge elektrischer Anlagen aus Stadtquartieren: Abgrenzung von Elektrizitäts- Markt, -Netz und -System. Berlin: Borderstep Institut.

Titelbild:

© WindNODE

Fördermittelgeber:

Das Projekt „WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen Förderprogramms SINTEG - Schaufenster intelligente Energie gefördert.



Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	II
Inhaltsverzeichnis.....	III
Abkürzungen	III
Vorwort	1
1 Ausgangslage in der Energieversorgung und Handlungsbedarf an den Energiemärkten	2
2 Flexibilität.....	3
3 Die Rollen von Markt, Netz und System in der Elektrizitätsversorgung.....	4
3.1 Der Markt für elektrische Energie (MARKT)	4
3.1.1 Beschreibung und Entwicklung des Elektrizitätsmarktes.....	4
3.1.2 Aktuelle Herausforderungen und Entwicklungen im Elektrizitätsmarkt.....	7
3.1.3 Marktdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen	9
3.1.4 Indikatoren für Marktdienlichkeit	10
3.1.5 Anreize für Marktdienlichkeit.....	12
3.2 Das Netz zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie (NETZ)	13
3.2.1 Beschreibung und Entwicklung des Elektrizitätsnetzes.....	13
3.2.2 Aktuelle Herausforderungen und Probleme des Netzes.....	14
3.2.3 Netzdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen.....	15
3.2.4 Indikatoren für Netzdienlichkeit.....	15
3.2.5 Anreize für Netzdienlichkeit	16
3.3 Das Elektrizitätssystem (SYSTEM)	16
3.3.1 Beschreibung und Entwicklung des Systembetriebs.....	16
3.3.2 Herausforderungen im Bereich System.....	17
3.3.3 Systemdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen.....	17
3.3.4 Indikatoren für Systemdienlichkeit	17
3.3.5 Anreize für Systemdienlichkeit	18
4 Fazit.....	18
Literatur.....	19

Abkürzungen

AC	Alternating Current, Wechselstrom
OTC	Over-the-Counter
B2C	Business-to-Customer
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
PV	Photovoltaik
RGCE	Regional Group Continental Europe
RLM	Registrierende Lastgangmessung
SLP	Standardlastprofil
TR	Technische Richtlinie

Vorwort

In Arbeitspaket 8.2 des Verbundforschungsprojektes WindNODE soll erprobt werden, wie Wohnquartiere in Berlin (Prenzlauer Berg und Schöneberg) einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Stabilisierung des Stromverteilnetzes leisten können.

Grundannahme des Vorhabens WindNODE ist, dass sich der Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) weiter dynamisch entwickelt, die Liberalisierung des Strommarkts voranschreitet und sich damit die Rahmenbedingungen für die Integration flexibler Lasten in das Netz und das Versorgungssystem mittelfristig ändern werden. Eine weitere Annahme ist, dass Wohnquartiere mit den in ihnen installierten wärmetechnischen Anlagen sowie den inhärenten Speichermöglichkeiten einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Stabilisierung des Stromverteilnetzes leisten können. Im Vorhaben so soll erprobt werden in welcher Form und in welchem Umfang Quartiere stabilisierend auf das Stromnetz wirken bzw. flexible Systemdienstleistungen erbringen können.

Dieser Bericht dient dazu, ein gemeinsames Verständnis des energiewirtschaftlichen und -technischen Umfelds der Anwendungsfälle im Arbeitspaket 8.2 zu erreichen und eine Diskussion des Einsatzes von Flexibilitäten aus Quartieren zu unterstützen. Der Bericht ist daher folgendermaßen aufgebaut.

Nach der Darstellung grundlegender Veränderungen in der Energieversorgung sowie im Strommarkt (Kap. 1) sowie einer Definition von Flexibilität (Kap. 2), werden in Kap. 3 die Ebenen Markt, Netz und System unterschieden. Dies soll eine differenzierte Analyse der Möglichkeiten und Herausforderungen für die Etablierung von Systemdienstleistungen von Quartieren ermöglichen. Denkbar ist dabei auch, dass die Flexibilitätsbeiträge in mehreren Bereichen (sog. Multi-Use) erfolgen können.

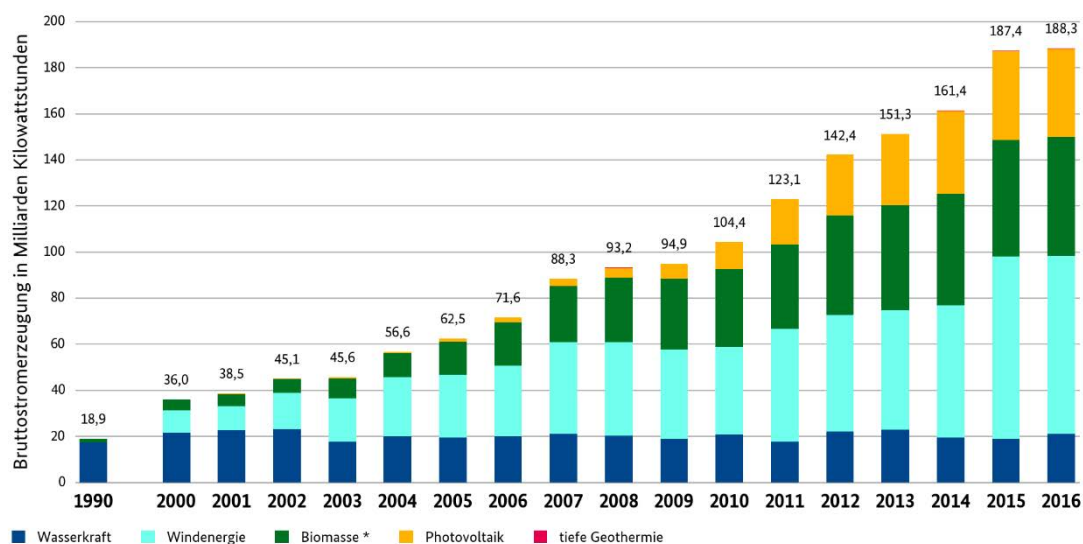
1 Ausgangslage in der Energieversorgung und Handlungsbedarf an den Energiemärkten

In den 1990er Jahren lag der Anteil der fossilen und nuklearen Quellen an der Stromerzeugung bei ca. 88 Prozent (bezogen auf die Primärenergie, siehe (AGEB, 2017)). Die zentralisierte Struktur, die bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze sowie das Energierecht führten zur Hoheit und zu marktwirtschaftlichen Vorteilen weniger Energieerzeuger und –versorger. Der Markt in Deutschland bestand damit letztlich aus einem Oligopol von vier großen Energieunternehmen. Einhergehend mit der Zentralisierung der Kraftwerke entstand seit dem Beginn des 20. Jahrhunderts in Deutschland zudem ein Verbundsystem für die Übertragung von Elektrizität. Dieses ist in ein zentraleuropäisches Übertragungsnetz integriert und wird dementsprechend synchron betrieben.

Um die Jahrtausendwende haben sich sowohl die politischen als auch die ökonomischen Rahmenbedingungen stark geändert. Durch die Liberalisierung des Energiemarkts und der Entflechtung von Stromhandel und Netzbetrieb erhielten neue Unternehmen und Akteure Zugang zum Markt. Zudem wurde mit der Einführung des Erneuerbaren-Energie-Gesetz der Ausbau von regenerativen Energien stark vorangetrieben. Hohe Anteile der Stromerzeugung werden mittlerweile durch fluktuierende erneuerbare Energien (fEE) wie Windkraft und Photovoltaik erzeugt (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Klär- und Deponiegas und dem biogenen Anteil des Abfalls, ab 2010 inkl. Klärschlamm; BMWi auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2017; Angaben vorläufig

Quelle: (AGEB, 2017)

Mit der Zunahme der fluktuierenden Erzeugung wird auch das Angebot an den Elektrizitätsmärkten zunehmend von Wettereinflüssen bestimmt, die Preise unterliegen im Vergleich zu anderen

Energiemärkten Schwankungen im Tages-, Wochen- und Monatsverlauf. Daraus lässt sich wiederum ein marktbezogener Bedarf an Flexibilität ableiten.

Neben der Art der Erzeugung ändert sich auch die geografische Verteilung der Energieerzeugung fundamental. Während die Versorgung in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts durch zentrale Großkraftwerke im Leistungsbereich von drei- bis vierstelligen Megawatt pro Anlage bzw. Kraftwerk geprägt waren, so übernehmen derzeit Anlagen im Kilowatt- und unteren Megawatt-Bereich zunehmende Anteile an der Stromversorgung. Diese „Dezentralisierung“ wirkt sich direkt auf die Energieflüsse im Elektrizitätsnetz aus, wodurch sich die Flussrichtung sowie die Belastung von Betriebsmitteln im Stromnetz signifikant verändert (Adam et al., 2013). Auf Verteilnetzebene entsteht immer häufiger eine Rückspeisung in die übergelagerte Netzebene, was nicht selten zu einer Ausreizung oder gar Überschreitung von Toleranzbereichen der Netzspannung führt. Daneben zeichnen sich die regionalen Unterschiede der Windkraft und Photovoltaik immer stärker in Engpässen im Übertragungsnetz ab. Insbesondere in Zeiten von hohen Winderzeugung müssen Nord-Süd-Trassen durch eine gezielte Reduktion von Windkraft im Norden entlastet werden, es erfolgt ein sogenannter Redispatch. Die jährlichen Kosten für den Redispatch sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen (BNetzA & BKartA, 2016).

Auf der Verbrauchsseite verändern sich die Anforderungen an die Elektrizitätsversorgung ebenfalls. Durch die Verbreitung von Elektromobilität sowie Wärmepumpen sind hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren bei den Lastspitzen im Verteil- bzw. Niederspannungsnetz zu erwarten. Dies ist für den Netzbetrieb eine große Herausforderung, da die bestehenden Netzkomponenten (Leitungen, Transformatoren, etc.) häufig für solche Belastungsspitzen nicht ausgelegt wurden. Besonders in ländlichen strahlenförmigen Netztopologien können hierdurch Engpässe, Überlastungen sowie Verletzungen der Spannungsbänder an Betriebsmitteln entstehen. Damit werden technische und regulatorische Maßnahmen sowohl für den Energiemarkt als auch für das Stromnetz unausweichlich, um eine fluktuierende Erzeugung in die Elektrizitätsversorgung zu integrieren.

2 Flexibilität

Flexibilität wird definiert als die Fähigkeit, die Leistung eines elektrischen Erzeugers, Verbrauchers oder Speichers je nach Bedarf in einem bestimmten Zeitintervall zu verändern. Wesentliche Kriterien zur Eingrenzung einer Flexibilität sind:

- die Höhe des beeinflussbaren Leistungsbands,
- die mögliche Dauer der Anpassung bzw. Kapazität sowie
- der Aufwand (Kosten) für ihre Erschließung und ihren Abruf.

Als „Flexibilität(en)“ werden auch Anlagen selbst bezeichnet, welche über die oben genannten Fähigkeiten verfügen. In der folgenden Tabelle sind typische Flexibilitäten in Wohnquartieren und ihre Eigenschaften beispielhaft dargestellt.

Tabelle 1: Beispiele für Flexibilität aus Wohngebäuden/-quartieren

Technische Anlage	Flex. Leistungsband	Dauer/Kapazität	Aufwand
Blockheizkraftwerk	0...XXX kW	XX min YY h	XXX €/kW + YYY €/kWh
Heizstäbe (PtH)	-YYY...0 kW	XX min	XXX €/kW + YYY €/kWh
E-Mob-Ladesäule	-YYY...0 kW	XX min YY h	XXX €/kW + YYY €/kWh
Stromspeicher	-YYY...0...XXX kW	XX min YY h	XXX €/kW + YYY €/kWh

In Stadtquartieren können folgende Anlagen bzw. Aggregate als Flexibilität in Betracht gezogen werden:

- Blockheizkraftwerk
- Brennstoffzelle
- Wärmepumpe
- Elektrische Heizstäbe
- Elektromobilität bzw. Ladeinfrastruktur
- Chemische Elektrizitätsspeicher (z.B. Lithium Batteriespeicher) sowie
- automatisierbare Haushaltsgeräte (z.B. Waschmaschinen, Kühlgeräte)

3 Die Rollen von Markt, Netz und System in der Elektrizitätsversorgung

In der Elektrizitätsversorgung kommen den Bereichen Markt, Netz und System unterschiedliche Mechanismen und Funktionen zu. Sie sollen daher getrennt dargestellt und analysiert werden. Ein Einsatz von Flexibilität in einem der Bereiche schließt dabei die gleichzeitige Vermarktung derselben Flexibilität in einem anderen Bereich nicht aus. Solche Fälle werden als Multi-Use bezeichnet.

3.1 Der Markt für elektrische Energie (MARKT)

3.1.1 Beschreibung und Entwicklung des Elektrizitätsmarktes

Der Elektrizitätsmarkt besitzt eine Allokationsfunktion für Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie. Dabei stellt die Variabilität des Preises einen wichtigen Marktmechanismus dar, der zu jedem Zeitintervall (typischerweise 15 Minuten) widerspiegelt, ob ein Überhang an Angebot oder Nachfrage besteht bzw. ob sich der Markt sich in einem ausgewogenen Zustand befindet.

Der Markt soll damit den prinzipiellen Einsatz (Fahrpläne) der Elektrizitätserzeugung abstimmen und, wo dies möglich ist, den Verbrauch beeinflussen. Seine Entwicklung vermittelt damit Signale für langfristige Investitionen in Technologien und schafft einen technologieoffenen Wettbewerb zwischen Flexibilitätsoptionen (BMW i (Hrsg.), 2015).

Die Energiebörsen EEX und der zugehörige Spotmarkt EPEX stellen die größten Börsen für elektrische Energie in Zentraleuropa dar. Neben dem Börsenhandel wird aber auch direkt zwischen Anbietern und Käufern gehandelt, man spricht in diesem Fall vom OTC-Handel¹.

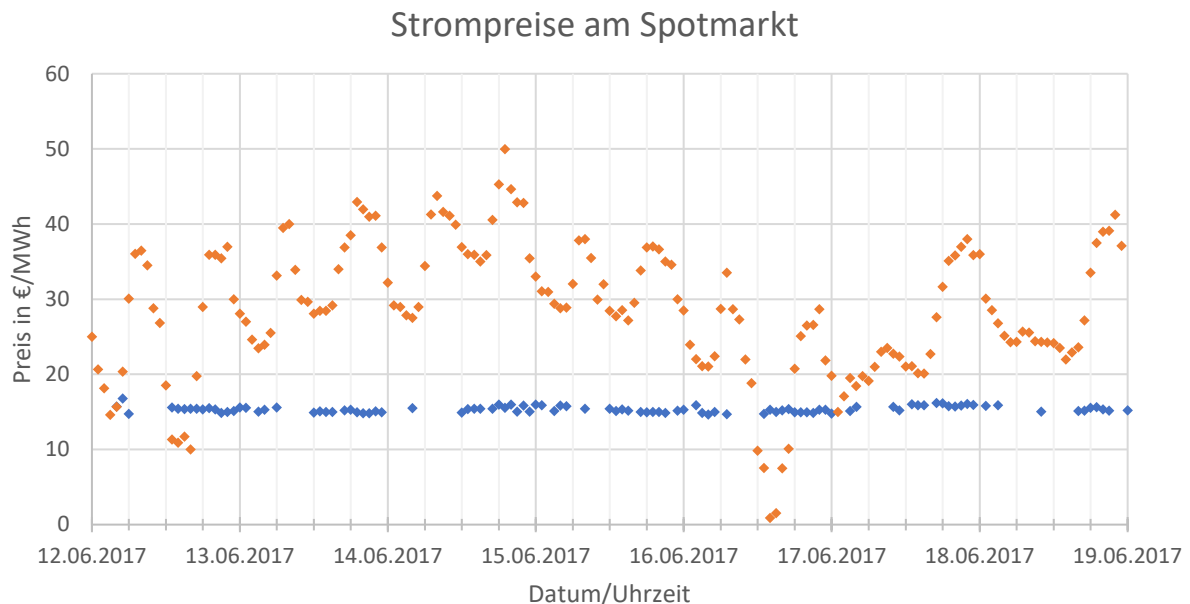
Der Elektrizitätsmarkt unterscheidet sich signifikant von anderen (Energie-)märkten. Dies liegt auch daran, dass es sich bei Elektrizität aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften um ein schwieriges zu handelndes Gut handelt. Unter den Gesichtspunkten der Großhandels-Energiemärkte ist Elektrizität beispielsweise nur begrenzt und unter hohem Aufwand (physikalischer Wandlungsprozess) speicher- bzw. lagerfähig (z. B. im Pumpspeicherkraftwerk). Aus diesem Grund werden Elektrizitätsprodukte immer im Zusammenhang mit einem konkreten „Erbringungszeitraum“ im Voraus gehandelt; also in Form sogenannter Futures (Börse) oder Forwards (außerbörslich).

Energie wird dabei sowohl langfristig, z.B. in Form ganzer Jahresblöcke und bis zu vier Jahren im Voraus, als auch kurzfristig gehandelt. Der kurzfristige Handel spielt insbesondere im Zusammenhang mit nicht langfristig vorhersehbarer Erzeugung eine wichtige Rolle. Dabei werden am Tag zuvor (day-ahead) sowie während des Tages der Leistungserbringung (intraday) Stunden bzw. Viertelstundenprodukte gehandelt. Die Marktregion in der Energie beliebig gehandelt werden kann umfasst Deutschland und Österreich, wird aber aufgrund von zu hohen grenzüberschreitenden Handelsmengen und zu geringen Transportkapazitäten auf die einzelnen Staaten aufgeteilt (BMW, 2017).

An den Elektrizitätsmärkten existieren aufgrund der bereits erwähnten Speicherproblematik wesentlich stärkere Preisschwankungen als auf andere (Energie-)märkten (z.B. Erdgas). Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 2 die Preisverläufe der Spotmärkte von Elektrizität und Gas anhand von realen Marktdaten der Kalenderwoche 24 im Jahr 2017 dargestellt.

¹ OTC: Over-the-Counter

Abbildung 2: Variabilität des Elektrizitätspreises am Beispiel der KW 24 2017



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von EEX-Transparenzdaten (EEX, 2017)

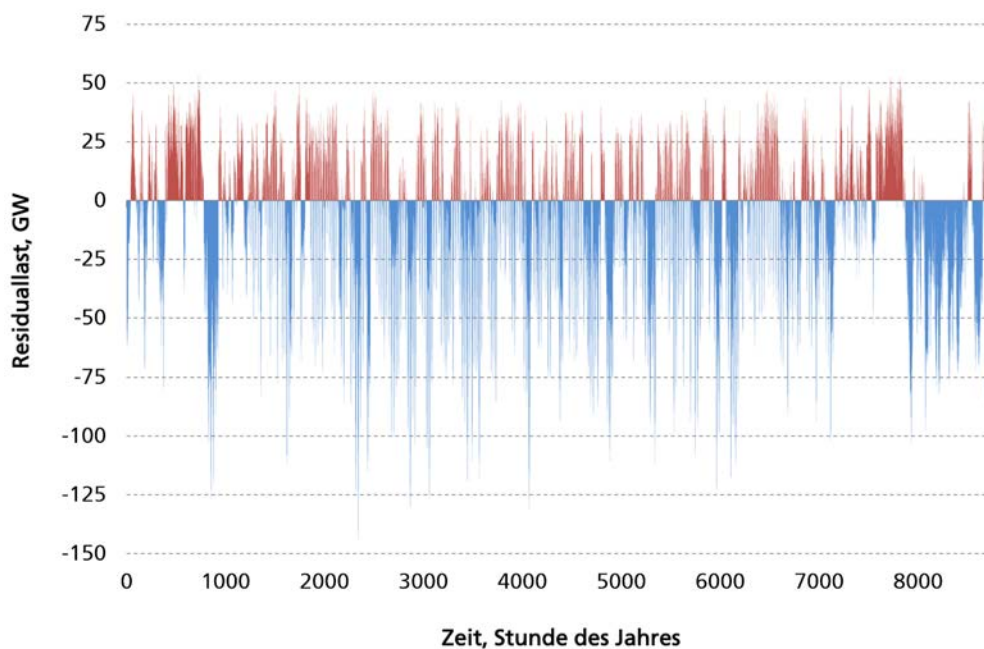
Die minimale Leistung, um an der EEX bzw. EPEX teilzunehmen beträgt je nach Produktspezifikationen 0,1 MW, bzw. 0,5 MW oder 1 MW. Zur Beschaffung von Energie z.B. zur Belieferung von Endkunden gibt es unterschiedliche Produkte. So kann Energie beispielsweise für einzelne Viertelstunden oder Stunden (EPEX-Spot) oder auch für Tage, Wochen oder gar Jahre (EEX) gehandelt werden.

Zur Koordinierung des Ausgleichs von Energieerzeugung und -verbrauch am Markt werden sogenannte Bilanzkreise verwendet, in denen beliebig viele Entnahme- und Einspeisestellen innerhalb einer der vier Regelzonen von einem Verantwortlichen (z.B. Lieferanten) bilanziert werden. Zum Ausgleich von Überschüssen oder Defiziten muss ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), z. B. ein Energieversorger oder Kraftwerksbetreiber, im Voraus entsprechende Energiemengen am Markt zu- und verkaufen, sodass in jeder Viertelstunde ein Gleichgewicht besteht. Die prognostizierten Austauschleistungen dieser Bilanzkreise werden von Bilanzkreisverantwortlichen an den entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als sogenannter Fahrplan angemeldet. Man spricht hierbei von Fahrplanenergie. Treten Abweichungen von den prognostizierten Fahrplänen auf, muss der BKV diese gemäß §4 Abs. 2 StromNZV durch untertägigen Handel (intraday) oder durch Anpassung von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen kompensieren. Andernfalls werden Kosten für eine sogenannte Ausgleichsenergie gegenüber dem ÜNB fällig. Bei häufigeren, schwerwiegenden Abweichungen drohen aufsichtsrechtliche Maßnahmen durch die BNetzA. Die Kosten für die Ausgleichsenergie hängen vom jeweiligen (Gesamt-)Systemzustand zur Zeit der Abweichung und dem tatsächlichen Abruf bzw. den Kosten von Regelenergie ab. Die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise hat somit eine zentrale Bedeutung für die Sicherheit und Stabilität des Gesamtsystems. Deshalb wurde das Energiewirtschaftsgesetz durch das Strommarktgesetz im Juli 2016 entsprechend (EnWG, 2017 § 3 Abs. 2).

3.1.2 Aktuelle Herausforderungen und Entwicklungen im Elektrizitätsmarkt

Aus dem langfristigen Ziel der Bundesregierung, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2050 auf 80 Prozent zu erhöhen, erwächst ein großer Bedarf an Flexibilität im Energiemarkt. Betrachtet man die Überschüsse und Erzeugungslücken bei entsprechend hohen Anteilen Erneuerbarer Energien auf ganz Deutschland bezogen, so entsteht ein wie in Abbildung 3 dargestellter Verlauf, der durch extrem hohe Erzeugungsüberschüsse (blau) sowie Erzeugungslücken (rot) geprägt ist.

Abbildung 3: Residuallastverlauf bei einer Versorgung aus hohen fEE-Anteilen

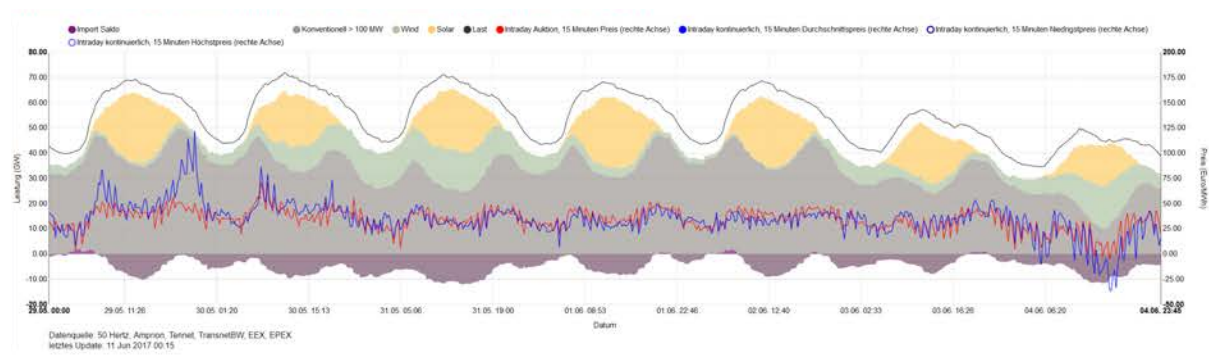


Quelle: (Henning & Palzer, 2013)

Dieses zeitlich variable Energieangebot aus Windkraft und Photovoltaik führt schon heute bei einem Anteil von etwa 30 Prozent Erneuerbarer Energie zu stark schwankenden Preisen im Stromhandel. Dies gilt insbesondere für den kurzfristigen Handel (siehe Abbildung 4).

Immer häufiger treten am Spotmarkt EPEX Preisspitzen (in Abbildung 3 am 29.05.2017) sowie Negativpreise (in Abbildung 3 am 04.06.2017) auf, was auf hohe Differenzen zwischen einerseits regenerativer Erzeugung plus Must-Run-Kraftwerken auf der einen und der Netzlast auf der anderen Seite zurückzuführen ist.

Abbildung 4: Fluktuierendes Angebot Erneuerbarer Energien und seine Auswirkungen auf den Strompreis



Quelle: Agora Energiewende 2017

Unflexible Nachfrage

Im gegenwärtigen Elektrizitätsmarkt können viele Stromkunden ihren Konsum nicht an Preisschwankungen ausrichten. Der größte Anteil der Stromkunden (161 TWh) wird über starre Tarife abgerechnet. Dabei handelt es sich um sogenannte Standard-Lastprofil Kunden (SLP) (Bundesnetzagentur & BKartA, 2017). Der Grund hierfür liegt in der historischen Entwicklung der Messtechnik sowie des Elektrizitätssystems. Zum einen waren einfache Summenzähler lange Zeit die weitaus günstigere Lösung für die Verbrauchsmessung und Abrechnung. Zum anderen standen auf der Erzeugerseite im herkömmlichen Elektrizitätssystem höhere Kontinuität (Grundlastkraftwerke) sowie Flexibilität (Mittel- und Spitzenlastkraftwerke) zur Verfügung. Die Flexibilität auf Verbraucherseite war daher von geringer ökonomischer Bedeutung.

Die hohe Anzahl der Haushaltsverbraucher sorgt für eine Glättung der Last gegenüber dem individuellen Lastprofil eines Einzelhaushalts. Die statistischen Abweichungen einzelner Haushalte (z.B. Leistungsspitze beim E-Herd) werden dadurch relativiert. In Summe erscheinen nur noch charakteristische Lastberge (z. B. Mittag) sowie Lasttäler (z. B. Nacht), weshalb die individuellen Lastprofile nicht relevant für die Auslegung von Kapazitäten der Erzeuger sowie des Netzes sind.

Auch für Stromkunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM), deren Energieumsatz deutschlandweit etwa 266 TWh entspricht, ist die der individuelle Mehrwert und damit die Bereitschaft zur Anpassung des Verbrauchsverhaltens an Strompreise relativ gering. Insgesamt ist damit die Nachfrage am Markt (in Bezug auf den Marktpreis) nahezu unelastisch (Bundesnetzagentur & BKartA, 2017, S. 39). Bei RLM-Tarifen bestehen gegenwärtig Anreize zur Reduktion der Jahreshöchstlast durch einen Leistungspreis, der an der sich an der Jahreshöchstlast orientiert und nicht an den Bedarfen (Preisen) des Marktes (Netz+Service, 2011). Somit dienen die Messeinrichtungen (Summenzähler) sowie fehlende monetäre Anreize in Standardtarifen nicht der Flexibilisierung der Last sondern wirken dieser sogar entgegen.

Fehlender Marktzugang von dezentralen flexiblen Erzeugern

Zugang zu den Energiemärkten/-börsen mit einer dynamischen Preisbildung wie der EPEX haben bisher nur Betreiber von Anlagen im Leistungsbereich über 100 kW. Da der Marktzugang zudem mit Transaktionskosten (z.B. für Präqualifizierung, Registrierung, etc.) verbunden ist, nehmen tatsächlich verstärkt Anlagen über 1000 kW daran teil. Auch die Zulassung und der Handel selbst an der

Energiebörse EEX erfordert einen hohen organisatorischen Aufwand, was für Betreiber kleinerer Anlagen bzw. Quartiere eine Teilnahme quasi ausschließt. Die Erlöse aus Flexibilitätsbeiträgen kleiner Anlagen bzw. Haushalte decken somit nicht den Aufwand eines flexiblen Betriebs.

Flexibilitätsbeschränkung aufgrund anderer Faktoren

Eine Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber kommt zu dem Ergebnis, dass in Deutschland eine konventionelle Mindestleistung in der Elektrizitätserzeugung von rund 20 GW besteht. Davon entfallen etwa 75 Prozent alleine auf Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke (Consentec GmbH, 2016). Begründen lässt sich diese Inflexibilität laut der Studie vor allem in der technisch vorgegebenen Mindestleistung sowie der Erbringung von system- bzw. netzdienlichen Leistungen. Damit ist etwa ein Drittel der Erzeugungsleistung in ihrer Flexibilität eingeschränkt, was die Elastizität des Angebots reduziert und damit die Fluktuation von Strompreisen weiter verschärft.

Neue Kapazitätsreserve

Im Zusammenhang mit der Abschaltung vieler Großkraftwerke nimmt die Gefahr zu, dass zu einzelnen Zeitpunkten die gesamten am Markt angebotene Erzeugungsleistung die Nachfrage bzw. Last nicht vollständig decken kann. Für diese Fälle werden ab dem Winterhalbjahr 2018/19 ältere Kraftwerke vorgehalten, die per Definition nicht mehr am Markt agieren dürfen und nur bei Abruf aktiviert werden. Geregelt wird diese Kapazitätsreserve in §13e des EnWG.

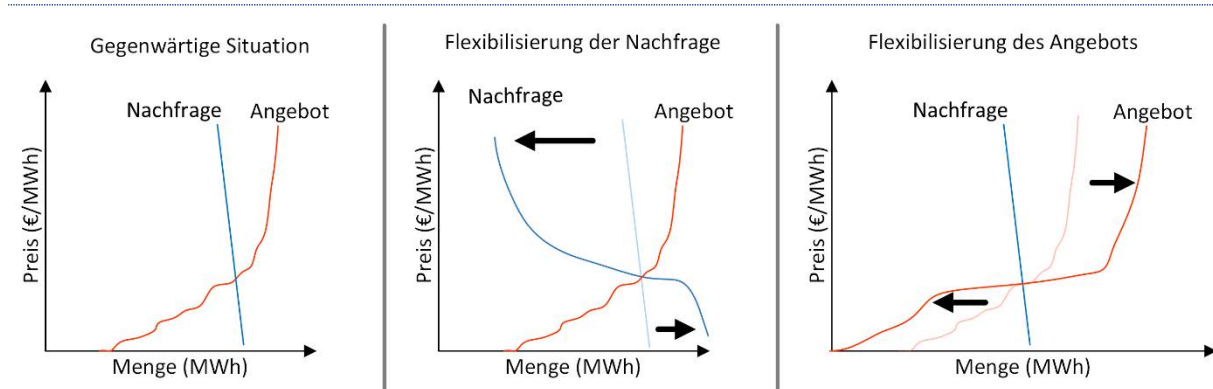
Diesen Mechanismus sowie weitere Maßnahmen hat der Gesetzgeber in einem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ bereits im Jahr 2015 definiert, um den Strommarkt für die Energiewende zu reformieren (BMW i (Hrsg.), 2015). Zum Teil wurden die Maßnahmen bereits in Gesetzen umgesetzt. Beispiele sind das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ sowie das „Strommarktgesetz“.

3.1.3 Marktdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen

Energiespeicher, welche die Schwankungen an den Energiemärkten nutzen um Energie günstig einzukaufen und zu einem anderen Zeitpunkt höherpreisig wieder zu verkaufen, dienen dem Markt als Puffer. Die Differenz zwischen Verkaufspreis und Einkaufspreis wird als Zeitarbitrage bezeichnet. Aber elektrische Energieanlage, die ihre Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch zeitlich und damit an den Marktpreis anpassen können, können Flexibilitätsbeiträge bereitstellen und von variablen Preisen profitieren. Viele Erzeugungsanlagen stellen eine physikalische Verknüpfung zwischen speicherbaren Energieressourcen (z. B.) Erdgas und dem Elektrizitätssektor dar. Gleiches gilt auch für Verbraucher wie Wärmeanwendungen (Power-to-Heat) oder Elektromobilität. Kann der Verbrauch oder die Erzeugung im sekundären Sektor (Gas/Wärme/Mobilität) zeitlich variabel erfolgen, ergibt sich daraus eine zeitliche Flexibilität für den Elektrizitätsmarkt.

Werden Anlagen dahingehend optimiert, ihren Betrieb an den aktuellen Preisen des Strommarktes auszurichten, leisten sie einen Beitrag zur Preiselastizität von Angebot (bei Erzeugungsanlagen) bzw. Nachfrage (bei Verbrauchsanlagen). Die entsprechenden Angebots- oder Nachfragekurven werden dadurch flacher. Dies ist beispielhaft in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5: Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage



Quelle: eigene Darstellung

Eine Abflachung der Kurven im üblichen Preisbereich (Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage) bedeutet automatisch, dass Preisschwankungen aufgrund der Veränderung von Mengen (z.B. Einspeisung aus fEE) geringere Auswirkungen auf den Preis haben und dadurch gedämpft werden.

3.1.4 Indikatoren für Marktdienlichkeit

Um einzelne Anbieter oder Nachfrager und ihre Auswirkungen auf den Markt zu beurteilen, ist immer eine Bewertung des gesamten Marktgebiets erforderlich. Während sich in der Vergangenheit ein Mix aus Grund-, Teil- und Spitzenlastkraftwerken bei einer unflexiblen Nachfrage als kostenoptimal erwies, entsteht gegenwärtig ein wachsender Bedarf an flexiblen Erzeugern und Verbrauchern.

Für die Deckung der zukünftigen „unflexiblen Last“ aus größtenteils fluktuierenden Erzeugern gibt die Residuallast den Bedarf an Flexibilität wieder. Um eine flexible Anlage bzw. Technologie zu bewerten, ist es daher zielführend, deren (potenzielles) Erzeugungsprofil anhand der Residuallast zu analysieren.

Die zukünftige Entwicklung der Residuallast hängt von mehreren Einflüssen ab. Wesentliche Faktoren auf der Erzeugungsseite sind beispielsweise der Ausbau von Erneuerbaren Energien (fEE) und auf der Lastseite vor allem Anwendungen mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren wie thermosensitive Last (PtH), Produktionsprozesse (Werktage/Wochenenden) oder Elektromobilität ohne aktive Ladesteuerung (z.B. an Feiertagen oder an Werktagen nach 19 Uhr).

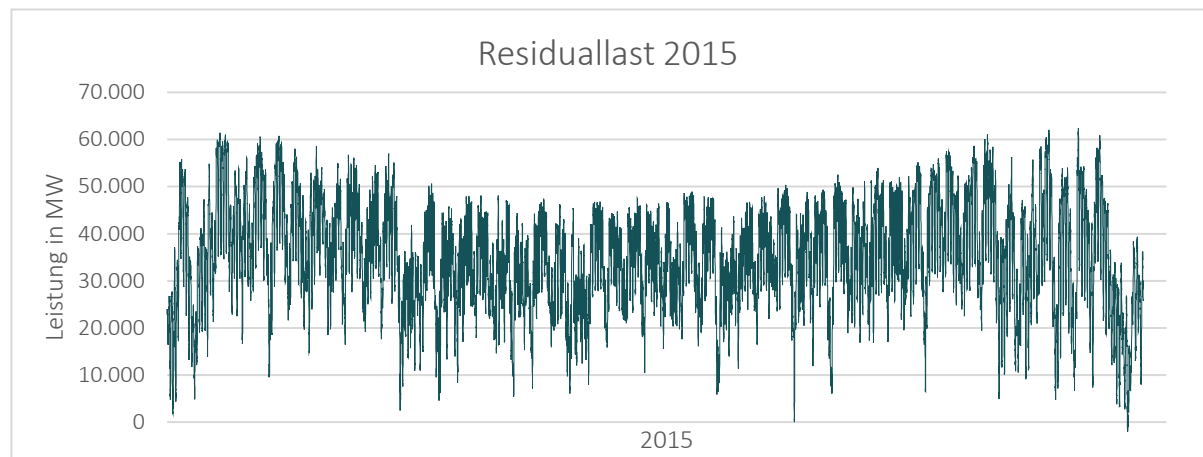
Typische Größen zur Charakterisierung der Residuallast sind:

- Die Höchstlast, also die höchste durch flexible Anlagen zu deckende Last
- Die niedrigste Last
- Zyklische Fluktuationen wie Werktage, saisonale Schwankungen, Tag/Nacht
- Die maximalen Laständerungen (negative/positive Leistungsgradienten)

In

Abbildung 6 ist zur Veranschaulichung der Residuallastverlauf von Netzlast abzüglich fEE-Erzeugung von Deutschland des Jahres 2015 dargestellt.

Abbildung 6: Residuallast im Jahr 2015 in 15-Min. Auflösung



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Bundesnetzagentur, 2018)

Um die Marktdienlichkeit einer Technologie oder einer Anlage detaillierter bewerten zu können, ist es erforderlich, ihre Betriebsparameter zu kennen und einen ganzjährigen oder mehrjährigen Betrieb zu simulieren oder im Betrieb zu monitoren und anhand von Prognosen zu extrapolieren. Kriterien zur Bewertung der Marktdienlichkeit können sein:

- Verschiebbare (speicherbare) elektrische Arbeit (Einzelvorgang)
- Verschiebbare Arbeit (kumuliert auf ein Jahr)
- Maximale Dauer einer Verschiebung
- Reaktionsfähigkeit (Trägheit/Verzögerung/max. Leistungsgradient)
- Verluste/Kosten durch Verschiebung
- Abhängigkeit von Witterung (Wind/Solarstrahlung/Temperatur)

Bei aktiven Märkten mit starker Einbindung der Anbieter oder Nachfrager wird der Nutzen in monetärer Form als Vergütung ausgezahlt. Durch Markteffekte (Knappheit, Spekulation, etc.) kann jedoch nicht immer direkt von einem monetären Erlös auf den Nutzen bzw. umgekehrt geschlossen werden.

Für die Residuallast sind neben verschiebbaren Energiemengen die Kapazitäten von hoher Bedeutung. Auch wenn extreme Situationen (Residuallastspitzen, negative Residuallast) relativ selten vorkommen, ist es dennoch erforderlich, dass auch diese Situationen am Markt durch Flexibilitäten abgefangen werden können.

3.1.5 Anreize für Marktdienlichkeit

Für dezentrale Anlagen in Quartieren existieren derzeit kaum Anreize für einen marktoptimierten Betrieb. Aufgrund der Leistungsklasse der Anlagen kann ihre Flexibilität zum großen Teil aufgrund der Produkthanforderungen (Mindestleistung) nicht an den Energiemärkten gehandelt werden. Die Transaktionskosten würden einen solchen Handel zudem unwirtschaftlich machen.

Die (lokale) Direktvermarktung von Elektrizität und die Versorgung von Stromkunden stellt dagegen bereits heute einen Flexibilitäts-Anreiz dar, der allerdings vor allem außerhalb von überregionalen Strommärkten wirkt. Ein Beispiel hierfür ist die Versorgung von Stromkunden aus Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerken. Hierbei kann es vorkommen, dass die Einspeisung des Stroms aus den Anlagen in das Netz geringer vergütet wird als der Erlös einer direkten Vermarktung an den Stromkunden (z.B. Haushalte). Dadurch entsteht ein Anreiz, möglichst hohe Anteile der Last durch eigene Erzeugung zu decken. Bei Photovoltaikanlagen kann das z.B. auch in Verbindung mit einem Speicher (Batterie) geschehen. Im Fall von Blockheizkraftwerken kann eine Regelung der Leistung erfolgen. Die Anreize hängen jedoch von zahlreichen Randbedingungen vor Ort (z.B. Gebäudetyp, Anzahl der Haushalte) ab und können nicht allgemeingültig auf alle Anlagentypen oder Quartiere übertragen werden.

3.2 Das Netz zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie (NETZ)

3.2.1 Beschreibung und Entwicklung des Elektrizitätsnetzes

Das Elektrizitätsnetz stellt die technische Infrastruktur zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie dar. Während der Markt unabhängig von Ort², Angebot und Nachfrage zeitlich allokiert, stellt das Elektrizitätsnetz die Infrastruktur für die geographische Übertragung der gehandelten Energie dar.

Physisch wird dies durch verschiedene Betriebsmittel wie Leitungen, Umspannstationen, Schutzrichtungen, etc. realisiert. Diese Betriebsmittel unterliegen jedoch aufgrund ihrer Bauart Leistungsgrenzen, deren Einhaltung kontinuierlich überwacht werden muss. Außerdem muss kontinuierlich eine N-1 Redundanz³ für den sicheren Netzbetrieb gewährleistet werden, der die tatsächliche Auslastung der Betriebsmittel zusätzlich begrenzt.

Die Netzbetreiber sind für den sicheren Betrieb des Netzes verantwortlich und erhalten dafür Erzeugungs- und Verbrauchsdaten aus dem Energiemarkt, mit denen sie für die Bilanzkreise Lastflussberechnungen durchführen. Zeichnet sich ein kurzfristiger Netzengpass ab, müssen die Netzbetreiber gemäß §13 des EnWG zuerst marktbasierete Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch anwenden. Dabei wird die Stromerzeugung aktiv von Kraftwerken vor einem Engpass auf andere Kraftwerke hinter einem Netzengpass verlegt. Alternativ können zu hohe Einspeisemengen auch durch ein sogenanntes Einspeisemanagement (EinsMan) reduziert werden, bei dem der Netzbetreiber gezielt einzelne Anlagen in ihrer Leistung reduziert. Zur Behebung von langfristigen Netzengpässen stellt bisher der Netzausbau das Mittel der Wahl dar (BNetzA & BKartA (Hrsg.), 2017). Die regionalen Unterschiede beim Ausbau der fEE erfordern ein wesentlich leistungsfähigeres Übertragungsnetz. Die soll die Grundlage für einen großvolumigen und liquiden Energiemarkt darstellen, der Erzeuger, Verbraucher und Speicher nicht aufgrund ihres Ortes benachteiligt.

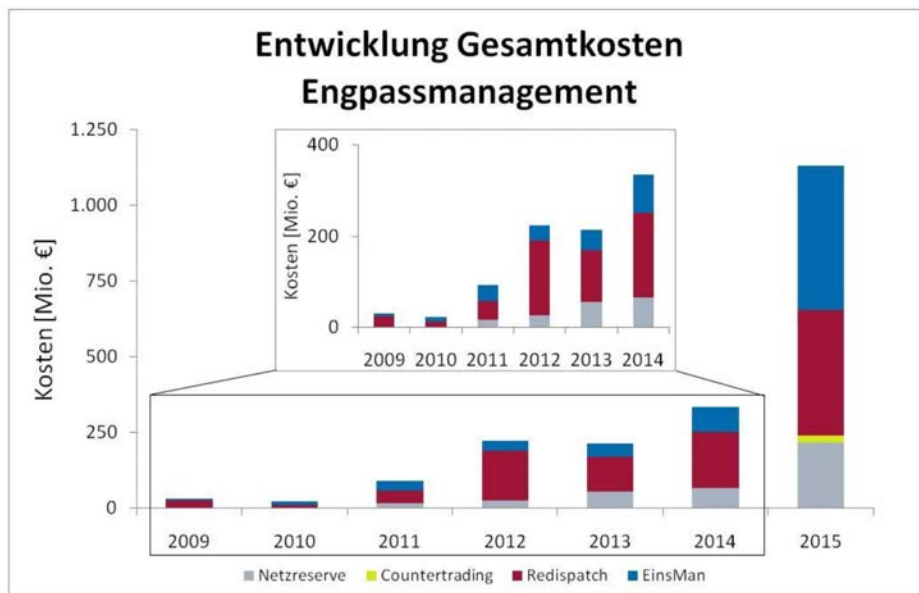
² Gilt für den freien Handel am Elektrizitätsmarkt innerhalb eines Marktgebiets.

³ N-1 Redundanz: Eine ungeplante Nichtverfügbarkeit einer Netzkomponente darf den restlichen Netzbetrieb bzw. die Versorgungsqualität nicht beeinflussen.

3.2.2 Aktuelle Herausforderungen und Probleme des Netzes

Die Veränderungen im Energiesystem haben zahlreiche Auswirkungen auf das Stromnetz. So entstehen beispielsweise hohe Belastungsschwerpunkte im Übertragungsnetz beispielsweise, die auf das Nord-Süd-Gefälle beim Ausbau der Windkraft zurückzuführen sind. Etwas abgemildert aber dennoch ähnlich wirkt sich das Süd-Nord-Gefälle bei dem Photovoltaikausbau aus. Bei der Übertagung der hohen Leistungen dieser fluktuierenden Erzeugung von mittlerweile über 80 GW (AGEE-Stat, 2017) entstehen bereits heute zahlreiche Netzengpässe, die zu hohen Kosten für das Engpassmanagement führen (Abbildung 7).

Abbildung 7: Gesamtkosten Engpassmanagement



Quelle: (BDEW, 2017)

Die neue Netzreserve

Für sich abzeichnende Engpässe im Übertragungsnetz, wird entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz (§ 13d EnWG) eine sogenannte Netzreserve vorgehalten. Sie besteht vor allem aus Kraftwerken, die sich gegenwärtig nicht im Dauerbetrieb befinden und prognosebasiert angefordert werden können. Die höchste elektrische Netzlast existiert beispielsweise im Winterhalbjahr in den Lastzentren in Süd- und Westdeutschland. Dort werden als Folge des Ausstiegs aus der Kernenergie zunehmend Kraftwerke stillgelegt. Im Norden Deutschlands werden dagegen im Winter große Mengen an Elektrizität aus Windenergie erzeugt. Für die sich abzeichnenden Engpässe von Nord nach Süd bzw. Süd-West werden nun gezielt Kraftwerke im Inland sowie in benachbarten Ländern vorgehalten, um die Verfügbarkeit von Redispatch-Leistung zu garantieren. Kraftwerke, die bereits für die Kapazitätsreserve (siehe Abschnitt 3.1.2) Leistung vorhalten, können abhängig von ihrem Standort (hauptsächlich geeignet in Süddeutschland) auch zum Redispatch herangezogen werden und reduzieren somit den Bedarf der Netzreserve (BMW i (Hrsg.), 2015).

Engpässe im Verteilnetz

Auch im Verteilnetz erfolgt durch die Energiewende eine starke Veränderung der Lastflüsse. Während die Verteilnetze ursprünglich für Energieflüsse von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen ausgelegt wurden, so nehmen mit der dezentralen Erzeugung Energieflüsse in die entgegengesetzte Richtung zu. Dies führt zu vielseitigen Problemen wie dem Überschreiten von zugelassenen Spannungsbereichen oder der Beeinträchtigung von Schutzeinrichtungen (Adam et al., 2013).

Neben den dezentralen Erzeugern wirken sich auch neue Verhaltensweisen und Anforderungen der Verbraucher auf den Netzbetrieb aus. So können beispielsweise hohe Leistungsanforderungen aus der Ladung von Elektrofahrzeugen im Verteilnetz aufgrund der Gleichzeitigkeit für eine starke Belastung sorgen. Auch hier können dezentrale Anlagen durch aktive Regelungsstrategien Beiträge zur Reduktion dieser Engpässe beitragen.

3.2.3 Netzdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen

Ergänzend zum Ausbau und Verstärkung der Infrastruktur kann das Netz durch die gezielte Ansteuerung von flexiblen Anlagen und damit der Beeinflussung der Stromflüsse wie beispielsweise dem Redispatch im Übertragungsnetz entlastet werden.

Beiträge im lokalen Verteilnetz

Dezentrale Erzeuger, Verbraucher oder Speicher in einem Stadtquartier können einen Beitrag leisten, um lokale Engpässe im lokalen Verteilnetz zu vermeiden. Stellt ein Betreiber eines Verteilnetzes fest, dass in einem Netzstrang beispielsweise die Spannung aufgrund hoher Lasten kurzzeitig das Toleranzband verletzt, kann die aktive Zuschaltung von Erzeugungsleistung bzw. die Abschaltung von Last diese Situation entschärfen. Auch im gegenteiligen Fall, wenn hohe Erzeugungsleistungen im Verteilnetz, wie sie in ländlichen Netzen mit einem hohen PV-Anteil auftreten, können Verletzungen der oberen Grenze des Spannungsbandes auftreten. Entsprechend kann Last aktiv zugeschaltet oder Erzeugung beispielsweise aus Blockheizkraftwerken reduziert werden.

Beiträge im Übertragungsnetz

Einzelne Quartiersanlagen bzw. einzelne Quartiere haben einen quasi vernachlässigbaren Einfluss auf die Energieflüsse und die Belastung von Leitungen im Übertragungsnetz. Können jedoch eine Vielzahl von Quartiersanlagen sowie weitere Flexibilitäten im Verbund agieren, so können dadurch Leistungsklassen erreicht werden, die Flexibilitätsbeiträge in der Größenordnung von Redispatch zum Engpassmanagement ermöglichen.

3.2.4 Indikatoren für Netzdienlichkeit

- Flexible Leistung für das Netz (vom Netzbetreiber schaltbare bzw. beeinflussbare Leistung)
- Kapazität/Dauer von verschiebbarer Last/Erzeugung
- Leistungsspitze und Reduktion für lokales Peak-shaving
- Kosten pro Eingriff bzw. pro Verschiebung

3.2.5 Anreize für Netzdienlichkeit

Gegenwärtig existieren kaum Anreize für ein netzdienliches Verhalten von dezentralen Anlagen in Quartieren. Einzig § 14a des EnWG erlaubt eine pauschale Reduktion des Netzentgeltes für Anlagen bzw. für Betreiber von Anlagen, die „[...]im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen[...]“ (EnWG, 2017) ermöglichen. Bisher wird diese Möglichkeit in der Praxis kaum genutzt. Zukünftig könnten variable Netzentgelte jedoch als Anreiz für ein netzdienliches Verhalten im Sinne eines Smart-Market genutzt werden.

3.3 Das Elektrizitätssystem (SYSTEM)

3.3.1 Beschreibung und Entwicklung des Systembetriebs

Die Elektrizitätsversorgung im Verbund erfordert über die bereits beschriebenen Mechanismen hinaus zusätzliche Dienstleistungen. Dies gilt insbesondere für die Erhaltung der Systemstabilität und -sicherheit. Ein wichtiger Indikator für die Systemstabilität ist beispielsweise die Frequenzhaltung. Sie gibt im AC-Verbundsystem wieder, ob sich das System hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht befindet. Im elektrotechnischen (direkt gekoppelten) Verbundnetz herrscht systemweit eine einheitliche Frequenz, weshalb auch im gesamten physikalischen Netz die Regelung der Frequenzhaltung gemeinsam koordiniert werden muss. Die Kriterien für die Frequenzhaltung werden durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E festgelegt. Für Deutschland wird die Frequenzhaltung im synchronen Gebiet der „Regional Group Continental Europe“ (RGCE) abgestimmt, das sich von Portugal bis Rumänien bzw. von Dänemark bis Griechenland und der Türkei erstreckt.

Kurzzeitige, kleinere Schwankungen (< 10 MHz) bei Erzeugung und Verbrauch werden durch die sogenannte Momentanreserve ausgeglichen. Sie beruht auf den elektromechanischen Eigenschaften von Synchronmaschinen und wird durch direkt im Netz integrierte Kraftwerksgeneratoren bereitgestellt. Hierbei wird die mechanische Trägheit des rotierenden Turbinen- bzw. Generatorsatzes für die Stabilisierung der Netzfrequenz passiv bereitgestellt. Größere Frequenzabweichungen über 10 MHz werden durch die sogenannte Regelleistung aktiv kompensiert. Diese lässt sich in Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung unterteilen. Die Primärregelleistung kann innerhalb von 30 Sekunden in Deutschland eine Leistung von ± 600 MW bereitstellen, im zentral-europäischen Verbund insgesamt 3.000 MW. Sekundär- und Tertiärregelleistung agieren dagegen langsamer und lösen ggf. die Primärregelung innerhalb einiger Minuten ab.

Die Regelleistung dient einerseits der Stabilisierung der Frequenz im normalen Netzbetrieb, zum anderen aber auch zur automatischen Reaktion auf kritische Situationen wie dem ungeplanten Ausfall eines Kraftwerks oder unvorhergesehenen Störungen oder Wetterverhältnissen. Im Normalbetrieb gleicht die Regelleistung vor allem Schwankungen aus, die aus marktbezogenen Umschaltvorgängen der Fahrplanenergie (Kapitel 3.1.1) resultieren. Diese entstehen, weil sich die Netzlast über die Zeit dynamisch verhält, die Fahrpläne aber nur stufenweise in Stundenschritten oder Viertelstundenschritten angepasst werden (Gobmaier, 2017). In den Übergängen zwischen den Zeitintervallen ergeben sich also Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch, die eine Frequenzstabilisierung erfordern.

Neben der Frequenzhaltung stellt auch der Wiederaufbau der Elektrizitätsversorgung nach einem Blackout und die Kopplung von abgeschalteten oder getrennten Netzbereichen eine Aufgabe des

Systems dar. Diese systemdienlichen Beiträge werden als „Systemdienstleistungen“ bezeichnet und von der ENTSO-E bzw. den Übertragungsnetzbetreibern koordiniert. Zur Teilnahme an diesem Mechanismus zu können, müssen Betreiber von Kraftwerken oder abschaltbarer Lasten ihre Dienste auf der Plattform „regelleistung.net“ der deutschen Übertragungsnetzbetreiber anbieten.

Sowohl die Frequenzhaltung als auch der Versorgungs-Wiederaufbau stellen sehr spezifische Anforderungen an die Anbieter und ihre Anlagen. Flexibilität spielt in beiden Fällen eine sehr entscheidende Rolle.

3.3.2 Herausforderungen im Bereich System

Regelleistung wird gegenwärtig zum großen Teil von großen thermischen Kraftwerken sowie abschaltbaren Lasten erbracht. Nur in kleinem Maße beteiligen sich gegenwärtig dezentrale Anlagen (bzw. deren Betreiber) durch Pooling an dieser Systemaufgabe. Wegen des bevorstehenden Rückbaus von Großkraftwerken wird hier ein Defizit entstehen, wodurch neue Akteure und Geschäftsmodelle erforderlich werden.

3.3.3 Systemdienliche Beiträge von flexiblen Anlagen

Ein Beitrag zu den Systemdienstleistungen kann beispielsweise durch eine Teilnahme von flexiblen Erzeugern an den Regelenergiemärkten erbracht werden. Ab einer Leistung von etwa 200 kW treten dezentrale Erzeuger bereits heute häufiger als Virtuelle Kraftwerke (VKW) bzw. Anlagenpools auf, die Regelleistung anbieten. Auch Blockheizkraftwerke, Batterien oder Elektromobilität (incl. Ladeinfrastruktur) können so Beiträge zur Frequenzhaltung und damit Systemstabilität leisten.

Für einen solchen netzdienlichen Betrieb ist eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Gegenwärtig werden dezentrale Anlagen fast ausschließlich über Poolbetreiber zur Erbringung von Systemdienstleistungen angesteuert. Häufig setzt der VKW-Betreiber hierfür proprietäre Lösungen ein, die einen einfachen Anbieter- oder Poolwechsel erschweren.

Durch einen einfacheren Zugang und standardisierte Kommunikationsmethoden könnten auch kleinere dezentrale Anlagen im ein- bis zweistelligen Kilowattbereich die Möglichkeit erhalten, einen Beitrag zu den Systemdienstleistungen zu erbringen.

3.3.4 Indikatoren für Systemdienlichkeit

Die Systemdienlichkeit von Anlagen ist komplex und lässt sich nicht anhand einer einzelnen Größe beschreiben. Wesentliche Voraussetzung ist jedoch die Teilnahme an den Mechanismen zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie den Ausschreibungen von Regelleistung oder Schwarzstartfähigkeit.

Prinzipiell sind folgende Größen für die Erbringung von Regelleistung relevant:

- Regelbare Leistung
- Geschwindigkeit der Leistungsänderung
- (Zeitliche) Verfügbarkeit der Flexibilität

Neben diesen quantifizierbaren Faktoren spielen weitere Eigenschaften eine wichtige Rolle für den Systembetrieb. Beispielsweise die Beiträge von Synchronmaschinen zur Momentanreserve, die jedoch gegenwärtig nicht vergütet werden.

3.3.5 Anreize für Systemdienlichkeit

Anreize für die Systemdienlichkeit existieren in erster Linie durch die Ausschreibungen von Regelleistung. Hierbei wurden im Jahr 2016 insgesamt ca. 200 Mio. € für die Vorhaltung von Regelleistung umgesetzt. Die Erbringung von Blindleistung, die Schwarzstartfähigkeit sowie die Vergütung von abschaltbaren Lasten hatten einen Gesamtumsatz von 69 Mio. €. (BNetzA & BKartA (Hrsg.), 2017).

Für einzelne Anlagen hängen die Anreize stark von der Anlagengröße sowie dem Pooling in einem Kraftwerksverbund ab. Für typische Quartiersanlagen besteht gegenwärtig aufgrund von Marktbarrieren (Mindestleistung, Transaktionskosten, etc.) kaum Möglichkeiten diese Anreize wahrzunehmen.

4 Fazit

Während für einen effizienten Energiemarkt und ein stabiles Energiesystem eine hohe Liquidität und damit ein möglichst freier Handel in einem umfangreichen Marktgebiet erforderlich sind, spielt im Netzbereich der lokale Zusammenhang von Erzeugung und Verbrauch eine sehr wesentliche Rolle. Eine große Herausforderung stellt dementsprechend die Interaktion der drei beschriebenen Flexibilitätsmechanismen für den Elektrizitätsmarkt, das -netz und das -system dar.

Für eine maximale Nutzen flexibler Anlagen, können diese an verschiedenen Mechanismen teilnehmen. Auf Anlagenebene spricht man in diesem Fall von Multi-Use. Hierzu gehört eine klare Priorisierung der Mechanismen. Dies könnte z.B. vergleichbar dem Modell des Smart-Grids-Ampelkonzept des BDEW (BDEW, 2015) erfolgen, dass ein intelligentes Einspeisemanagement gemäß verschiedener Markt- und Regelungszustände fordert.

Quartiere können in Verbindung mit Digitalisierung und Automatisierung relevante Flexibilitätsbeiträge aus dezentralen Anlagen erbringen. Eine Erschließung von Flexibilität sollte dort beginnen, wo das Verhältnis zwischen Erschließungsaufwand (z.B. für IKT und Automatisierung) zum Flexibilitätsbeitrag (Verschiebbare Energiemenge, Dauer der Verschiebung etc.) am niedrigsten ist.

Größte Herausforderung für die Umsetzung von Flexibilitätsangeboten ist derzeit, dass kaum Anreize für ein solches Verhalten bestehen. Variable Tarife oder Preisbestandteile müssen erst noch geschaffen werden bzw. sich Markt etablieren. Die stetige Anpassung und Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen sind hierfür essentiell. Ohne sie wird die Fortschreibung der Energiewende sowie die Schaffung eines resilienten Energiesystems nicht möglich sein.

Literatur

- Adam, K., Agsten, M., Bendix, C., Berg, V., Blug, C., & Brochtrop, M. (2013). *Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende*. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik (VDE) und Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- AGEB. (2017). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2015* [Datenerhebung]. Berlin: Arbeitsgruppe Energiebilanzen e.V. (AGEB). Abgerufen von Arbeitsgruppe Energiebilanzen e.V. (AGEB) website: <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-auswertungstabellen.html>
- AGEE-Stat. (2017). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Berlin: BMWi.
- BDEW. (2015). *Smart Grids Ampelkonzept*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Abgerufen von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. website: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf)
- BDEW. (2017). *Fakten und Argumente—Redispatch in Deutschland—Auswertung der Transparenzdaten; April 2013 bis März 2017*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BMWi. (2017, Mai 15). Bundesnetzagentur und E-Control einigen sich auf Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze. Abgerufen 20. Februar 2018, von BMWi website: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen-sich.html>
- BMWi (Hrsg.). (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)* [Weißbuch]. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BNetzA & BKartA (Hrsg.). (2017). *Monitoringbericht 2017*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt.
- BNetzA, & BKartA. (2016). *Monitoringbericht 2016*. Bonn: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Abgerufen von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt website: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur. (2018). SMARD | Marktdaten visualisieren. Abgerufen 15. Januar 2018, von Strommarktdaten auf SMARD.de website: <https://www.smard.de/blueprint/servelet/page/home/marktdaten/78>
- Bundesnetzagentur, & BKartA. (2017). *Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2016/2017*. Bonn: Bundesnetzagentur. Abgerufen von Bundesnetzagentur website:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/TB_Telekommunikation20162017.pdf;jsessionid=6F45CCBC91C375019F6FDE980073D35A?__blob=publicationFile&v=3

Consentec GmbH. (2016). *Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*. Aachen.

EEX. (2017, August 10). EEX - Marktdaten. Abgerufen 10. August 2017, von European Energy Exchange AG - Marktdaten website: <https://www.eex.com/de/marktdaten/>

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). , (2017).

Gobmaier, T. (2017). *Netzfrequenz als Indikator für die Stabilität des Verbundnetzes*. München.

Henning, H.-M., & Palzer, A. (2013). *Energiesystem Deutschland 2050—Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Netz+Service. (2011). Peisblatt_Strom. Abgerufen 10. August 2017, von Städtische Werke Netz+Service website: https://netzplusservice.de/fileadmin/dokumente/Netztransparenz/Netzzugang-Netzentgelte/Stromnetz/Paragr._20_Abs._1_EnGW/Netzentgelte/Peisblatt_Strom_2011_NSG.pdf

Anhang 1: Gegenwärtige Abläufe in Markt Netz und System im Überblick

