

FLEXIBILITÄTSMÄRKTE FÜR DIE ENERGIEWENDE – WELCHE FLEXIBILITÄTSMÄRKTE?

Christof Amann, Guntram Preßmair*, Klemens Leutgöb¹

Kurzfassung: Mit der erforderlichen und erwarteten Zunahme an Erneuerbaren Energieträgern im Rahmen der Energiewende steigt der Bedarf nach Flexibilität im Elektrizitätssystem deutlich an. Flexibilität wird an verschiedenen Elektrizitätsmärkten gehandelt. Diese Märkte unterscheiden sich in mehrfacher Hinsicht, was bei der Vermarktung von flexiblen Verbrauchern (Demand Response) durch innovative Geschäftsmodelle berücksichtigt werden muss.

Keywords: Demand Response, Flexibilität, Regelenergie, Day-ahead-Markt, Intraday-Markt, Erneuerbare Energie, Energiewende

1. Hintergrund

Mit der erforderlichen und erwarteten Zunahme an Erneuerbaren Energieträgern im Rahmen der Energiewende steigt der Bedarf nach Flexibilität im Elektrizitätssystem deutlich an. Strom aus Windkraft und Photovoltaik lassen sich zwar immer besser prognostizieren, aber ohne dem Vorhandensein von Speichern steigen die Schwankungen im Stromsystem mit der Zunahme der Produktionskapazität. Zudem verändert sich das gesamte Elektrizitätssystem in Richtung Dezentralisierung, sowohl bei der Produktion als auch bei der Speicherung. Das gilt auch für die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, die sich zunehmend von der Produktionsseite auf die Nachfrageseite verlagern (Abbildung 1).

Waren es in der Vergangenheit große elektrische Einheiten (z.B. Industrieanlagen), die im Bereich Demand Response (DR) aktiv waren, so sind es zunehmend mittlere und kleinere Lasten, die in den Flexibilitätsmarkt drängen. Wesentliche Voraussetzungen dafür sind die dynamischen Fortschritte bei der Automatisierung und Digitalisierung (z.B. Smart Appliances, Smart Buildings, Smart Grids) und Anpassungen bei den gesetzlichen Anforderungen. Die neue Binnenmarktrichtlinie der Europäischen Kommission [1] stellt in dieser Hinsicht einen Meilenstein dar, wenn auch noch abzuwarten sein wird, die nationale Umsetzung im Detail aussehen wird.

Einige Elemente der Richtlinie lassen sich aber schon jetzt als folgenreich für die Entwicklung von Flexibilitätsmärkten und neuen, innovative Dienstleistungen benennen:

- Wettbewerbsfähiger, verbraucherorientierter, flexibler und diskriminierungsfreier Elektrizitätsmarkt (Artikel 3)
- Anspruch auf Verträge mit dynamischen Stromtarifen (Artikel 11)
- Aggregierungsvertrag (Artikel 13)
- Bürgerenergiegemeinschaften (Artikel 16)
- Laststeuerung durch Aggregation (Artikel 17)
- Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen (Artikel 22)
- ...

¹ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-58, christof.amann@e-sieben.at, www.e-sieben.at

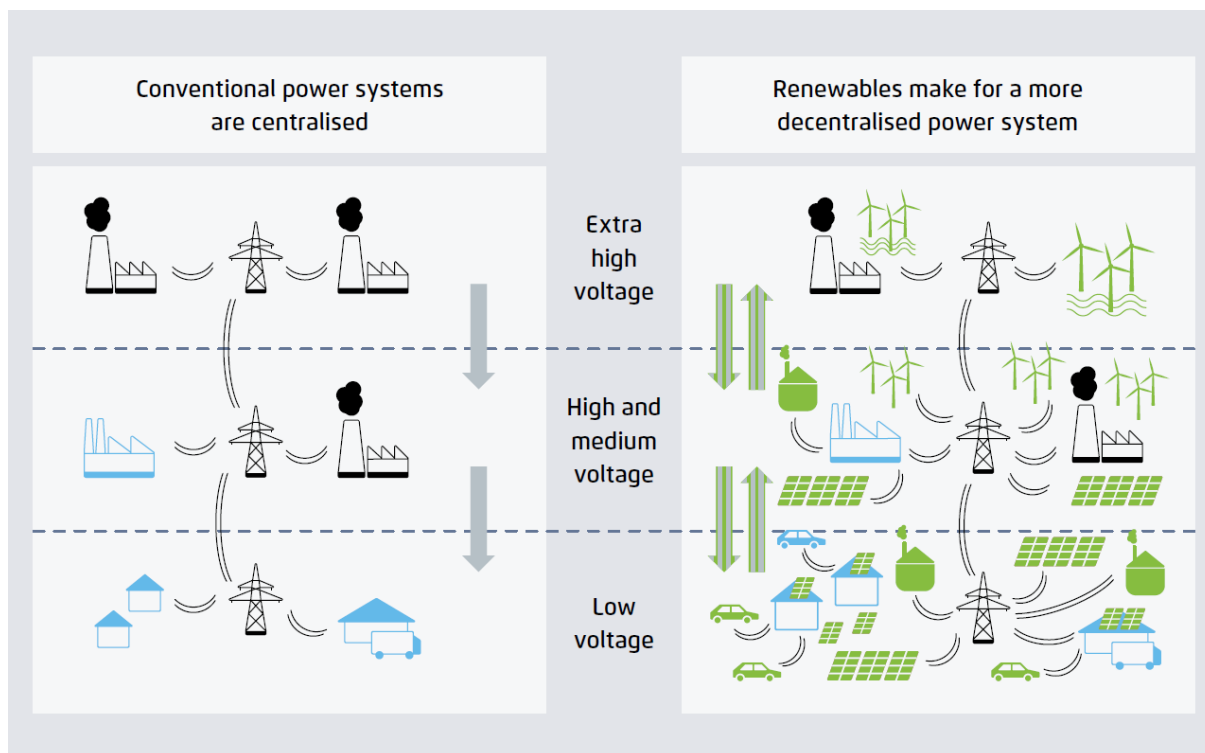


Abbildung 1: Die Flexibilitätsherausforderung [2]

Für die bestehenden und neuen Marktteilnehmer (z.B. unabhängige Aggregatoren) stellt sich natürlich die Frage, auf welchen Märkten ihre DR-Produkte gehandelt werden können und sollen und wie solche Produkte aussehen können. Dieser Frage wird im H2020-Projekt DELTA nachgegangen.

2. Klassifizierung und Analyse der Flexibilitätsmärkte

Die Analyse der Flexibilitätsmärkte erfolgt in 2 Schritten:

In einem ersten Schritt wird dargestellt, welche Klassifikationssysteme für den Strommarkt im Allgemeinen und die Flexibilitätsmärkte im speziellen existieren und wie sich die Flexibilitätsmärkte in diese einordnen lassen. Beispiele für die Klassifizierung sind:

- Regulierung
- Zeitliche Auflösung
- Handelsplätze
- Organisationsform

Der zweite Schritt liegt quasi quer zur Klassifikation und beleuchtet verschiedene Perspektiven des Elektrizitätssystems. Daraus lässt sich ableiten, welchen Systemzwecken die unterschiedlichen Flexibilitätsmärkte dienen. Folgende Perspektiven werden ausgeführt:

- Netzperspektive
- Perspektive der Energieproduktion (insbesondere Erneuerbare Energie)
- Bilanzgruppenperspektive

Alle diese Perspektiven werden im Folgenden analysiert und es werden Schlussfolgerungen für die Marktentwicklung von innovativen DR-Dienstleistungen abgeleitet.

2.1 Klassifizierung von Flexibilitätsmärkten

Die folgende Klassifizierung bezieht sich auf den Strommarkt, allerdings wird der Fokus auf Demand Response-Anwendungen gelegt, d.h. nur diejenigen Aspekte werden beleuchtet, die im Kontext von Demand Response relevant sind:

Regulierung

Eine weit verbreitete Form der Klassifizierung des Strommarktes ist eine Einteilung in einen regulierten und einen unregulierten Bereich. Dem regulierten Bereich sind etwa Übertragungs- und Verteilnetze zuzurechnen. Diese stellen quasi natürliche Monopole dar und bedürfen daher detaillierter Regeln hinsichtlich der Marktgestaltung. Dem widerspricht nicht, dass auch im regulierten Bereich zunehmend marktförmige Prozesse implementiert werden. Ein anschauliches Beispiel ist die Regelenergie, die in Österreich regelmäßig über (marktförmige) Ausschreibungen beschafft wird. Wichtige Marktteilnehmer des regulierten Bereichs sind etwa Übertragungsnetzbetreiber (TSO, transmission system operator), Verteilnetzbetreiber (DSO, distribution system operator) und Regelzonenführer (CAM, control area manager).

Im Gegensatz dazu sind im unregulierten, dem sogenannten liberalisierten Bereich zahlreiche Akteure tätig, die hinsichtlich des Handels mit Strom keinen bzw. deutlich weniger Vorgaben unterliegen. Als wichtigste Marktteilnehmer lassen sich hier die Bilanzgruppen (verantwortlichen) (BRP, balance responsible parties) nennen. Ebenso die Energieproduzenten und -lieferanten, die sich über die Bilanzgruppen organisieren, aber im Marktgeschehen nicht reglementiert sind. Für die Beschaffung bzw. den Absatz von Strom stehen zahlreiche Märkte zur Verfügung. Das können andere Marktteilnehmer (Bilanzgruppen, Produzenten, Händler etc.) sein oder die Strombörsen, die eine wachsende Bedeutung bei der Vermarktung von Flexibilität erhält.

Flexibilität wird sowohl im regulierten als auch im unregulierten Bereich benötigt, allerdings für unterschiedliche Zwecke: Beim regulierten Bereich wird die Flexibilität insbesondere im Regelenergiemarkt für die Stabilisierung der Netzfrequenz nachgefragt, zunehmend auch im Bereich Engpassmanagement, sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene. Im unregulierten Bereich wird Flexibilität neben dem Ausgleich innerhalb der Bilanzgruppen insbesondere im Kurzfristmarkt (Spotmärkte: Day-ahead und Intraday) nachgefragt.

Zeitliche Auflösung

Eine weitere Dimension zur Klassifizierung des Strommarktes ist die zeitliche Auflösung, in der der Handel mit Stromprodukten erfolgt. Üblicherweise wird folgende Einteilung verwendet (Abbildung 2):

- Termin- oder Langfristmärkte (Futures Markets),
- Kurzfristmärkte (Spot Markets), sowie
- Echtzeitmärkte (Balancing Markets).

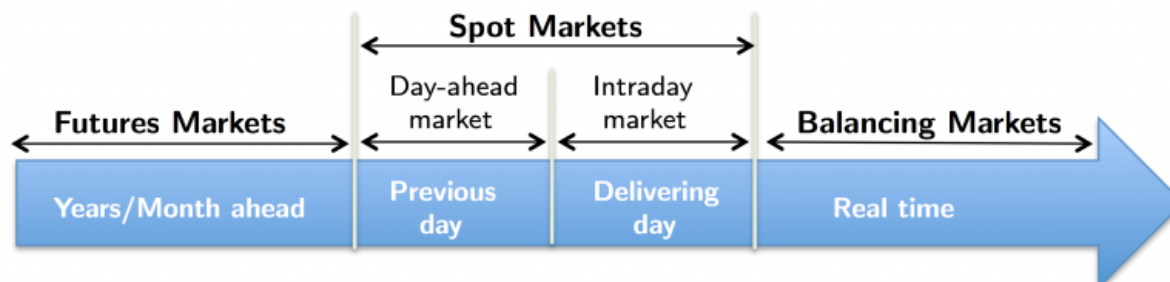


Abbildung 2: Zeitliche Klassifikation der Strommärkte [3]

Im Allgemeinen steigen die Preise mit der zeitlichen Auflösung an. Kurzfristige Produkte (Day-ahead bzw. Intraday) lassen höhere Preise erwarten als langfristig gehandelte Produkte. Wenn von Flexibilitätsmärkten gesprochen wird, dann sind dabei sowohl Kurzfrist- als auch Echtzeitmärkte gemeint. Diese Klarstellung ist wichtig, da Demand Response in einigen Definitionen auch eine sehr langfristige Bedeutung hat, dann spricht man allerdings eher von Energieeffizienz.

Organisation

Eine weitere sehr verbreitete Unterscheidung ist die Organisation der Strommärkte. Innerhalb des liberalisierten Bereichs (s.o.) wird der größte Teil der Energie außerhalb der organisierten Märkte, dem sogenannten Over-the-Counter-Markt (OTC-Markt), gehandelt. Die Produkte, die dort gehandelt werden, sind nicht standardisiert und die Marktteilnehmer interagieren dort direkt miteinander. Die Preise orientieren sich jedoch weitgehend an Preisen aus organisierten Märkten, die an der Strombörse, dem European Energy Exchange (EEX) zusammengefasst sind. Der EEX-Markt lässt sich weiter unterteilen in den Terminmarkt (Langfristmarkt, Futures) und den Spotmarkt. Innerhalb des Spotmarktes sind zwei Hauptzeiträume relevant: Day-Ahead (DA) und Intraday (ID). Im organisierten Markt werden wohldefinierte Produkte gehandelt.

Der Markt für Netzdienstleistungen (sog. ancillary services), der für den zuverlässigen und sicheren Betrieb der Netze von Bedeutung ist, kann ebenfalls als organisierter Markt angesehen werden. Produkte und Kriterien für die Marktteilnahme (Präqualifikation usw.) sind stark reguliert, die Beschaffung von Dienstleistungen (z.B. Regelenergie) erfolgt mittels Ausschreibungen.

Flexibilität wird in beiden Markttypen benötigt und wird auch in dort gehandelt.

Handelsplätze

Endverbraucher wie Haushalte, KMUs und ein Teil der Industrie werden vom Einzelhandel mit Strom versorgt, wo Energielieferanten ihre Kunden mit Energie versorgen. Größere Unternehmen (z.B. energieintensive Industrie), Stromhändler und Energielieferanten handeln ihre Energie auf dem Großhandelsmarkt entweder an der EEX oder bilateral (OTC). Eine etwas zirkuläre Definition definiert den Einzelhandelsmarkt als jenen Markt, auf dem Strom über einen Einzelhändler und nicht über den Großhandelsmarkt gehandelt wird. Eine klare Definition oder Kriterien für eine Unterscheidung liegen jedoch nicht vor.

Flexibilität wird in der Regel auf Großhandelsmärkten gehandelt, aber die Endverbraucher sehen sich zunehmend mit flexiblen Tarifangeboten (dynamischen Tarifen) konfrontiert. Die künftige Regulierung, etwa in Folge der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie, wird den Anteil dieses Marktes deutlich erhöhen.

Zusammenfassung: Klassifizierung der Flexibilitätsmärkte

Als eine Art erste Zusammenfassung kann festgestellt werden, dass die behandelten Klassifizierungen nicht dazu beitragen, eine einzige und klare Definition des Flexibilitätsmarktes zu finden. Es ist eher so, dass Flexibilität in allen Klassifikationen eine Rolle spielt, aber es ist eine zusätzliche Aufgabe zu

definieren, welche Rolle Flexibilität in bestimmten Märkten spielt. Um die Flexibilitätsmärkte zu verstehen, wird vorgeschlagen, eine pragmatische, zusammenfassende Klassifizierung zu verwenden, die im Folgenden weiter ausgeführt wird (Abbildung 3).

Flexibilität (flexible Lasten) kann auf folgenden Märkten gehandelt werden:

- Einzelhandel (z.B. dynamische Tarife)
- Großhandel (Terminmarkt, Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt)
- Ausgleichsenergie
- Systemdienstleistungen
- Engpassmanagement und Re-dispatch
- Kapazitätsmechanismen

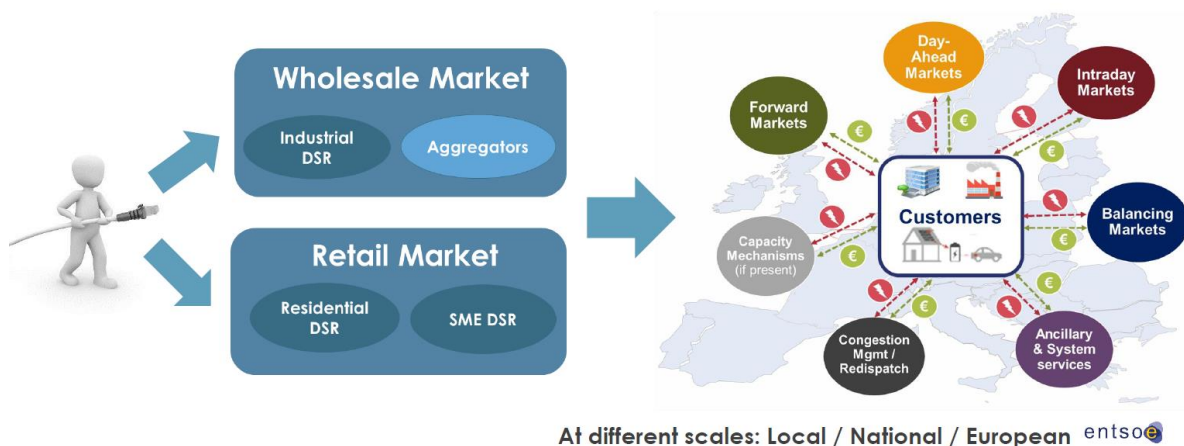


Abbildung 3: Flexibilitätsmärkte [4]

2.2 Flexibilität aus verschiedenen Perspektiven des Elektrizitätssystems

Die nächste Frage, die hier diskutiert wird, lautet: Was ist der Funktionsmechanismus, die „Logik“ der Flexibilitätsmärkte aus verschiedenen Perspektiven. Mit anderen Worten: Welche technischen Probleme können mit dem Einsatz von Flexibilität gelöst werden?

Flexibilität aus Sicht des Netzes

Die Netzperspektive ist traditionell die häufigste in Bezug auf Flexibilitätsmärkte. Netzbetreiber müssen einen qualitativ hochwertigen, zuverlässigen und sicheren Betrieb des Übertragungs- und Verteilnetzes dauerhaft gewährleisten. Voraussetzung dafür ist, dass die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gleich der Produktion ist. Änderungen dieses Gleichgewichts führen unmittelbar zu einer Frequenzänderung (50 Hz), eine Erhöhung der Nachfrage reduziert die Frequenz und umgekehrt. Im europäischen Stromnetz sind die Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) für einen stabilen Netzbetrieb verantwortlich und müssen Frequenz-, Spannungs- und Lastausgleich in engen Toleranzbereichen halten (Abbildung 4).

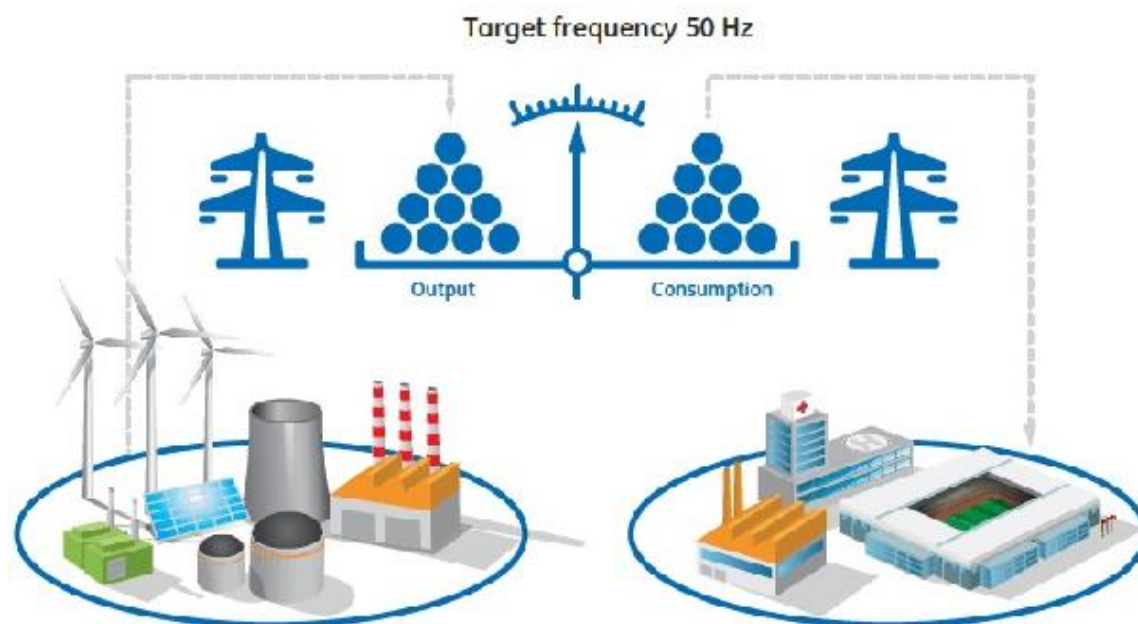


Abbildung 4: Ziel: Netzfrequenz von 50 Hz [5]

Für die Frequenzregelung stehen im sogenannten Regelenenergiemarkt etablierte und klar definierte Produkte zur Verfügung (Abbildung 5). Während der Regelenenergiemarkt in der Vergangenheit von herkömmlichen Kraftwerken dominiert wurde, dürfen flexible Verbraucher (Demand Response) seit geraumer Zeit an diesem Markt teilnehmen. Diese flexiblen Lasten können direkt (typischerweise Industrieanlagen) oder indirekt über einen unabhängigen Aggregator (mittlere bis kleinere Lasten) angeboten werden. Obwohl die Aggregation von Lasten in den meisten europäischen Ländern erlaubt ist, gibt es immer noch zahlreiche regulatorische und technische Hindernisse. Z.T. müssen alle Marktteilnehmer mit ihren Lasten einzeln präqualifiziert werden, zudem ist meist die Zustimmung des betreffenden Energielieferanten erforderlich. Auch hier wird erwartet, dass die Binnenmarkttrichtlinie deutliche Erleichterungen bringen wird.

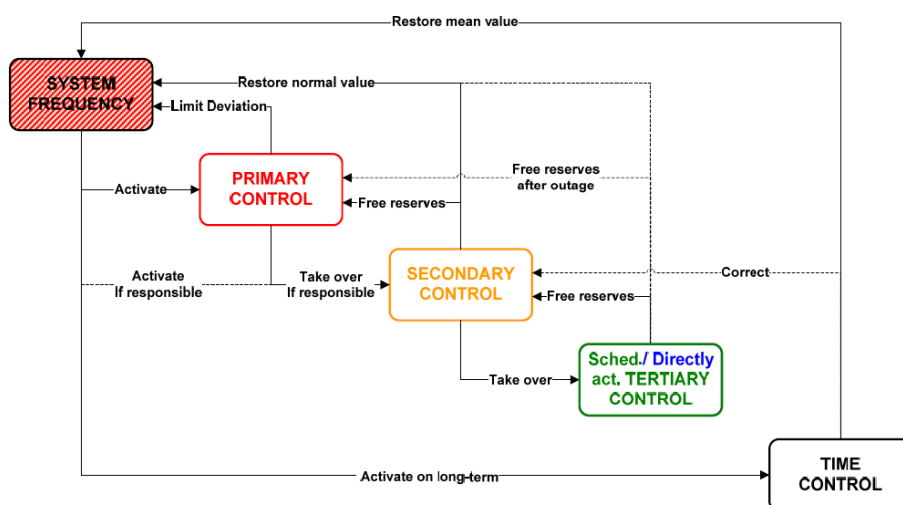


Abbildung 5: Übersicht zur Regelenenergie [6]

Instrumente oder Produkte für den Netzbetrieb werden als Systemdienstleistungen bezeichnet [7]:

- Betriebsmanagement (Einspeisemanagement, Engpassmanagement, Betriebsplanung, Datenaustausch etc.)
- Frequenzregelung (Primärregelung, Sekundärregelung, Minuten- oder Tertiärregelung)
- Spannungsregelung (Trafosteuerung, Blindleistungskompensation, Regelung von Kraftwerken)
- Systemwiederherstellung (Schwarzstartkapazität, regelzonenübergreifende Koordination)

Relevante Flexibilitätsmärkte für Demand Response: Tertiärregelung, Sekundärregelung und - in geringem Umfang, aber mit zunehmender Relevanz - Primärregelung. Flexibilität kann auch für das Engpassmanagement verwendet werden.

Flexibilität aus Sicht der Energieversorgung

Ein wesentlicher Grund für die Nachfrage nach Flexibilität ist die zunehmende Produktion volatiler erneuerbarer Energien wie Windkraft und Strom aus Photovoltaik. Je nach Witterung und Tages- und Jahreszeit ändert sich die Produktion in kurzen Zeiträumen dramatisch. Das spiegelt sich auch in den Preisen auf den Großhandelsmärkten wider, die in Zeiten hoher Produktion und geringer Nachfrage niedrig sind und umgekehrt - ohne Berücksichtigung der Netzbelastung. Es gibt sogar Zeiten mit negativen Preisen, d.h. Kunden erhalten Geld für die Nutzung von elektrischer Energie (abgesehen von Netzgebühren und Steuern).

Flexibilität kann dazu beitragen, die Menge an Energie aus erneuerbaren Ressourcen im Energiesystem zu erhöhen, indem der Energieverbrauch in Zeiten hoher Produktion verlagert wird, was zu einer Verringerung der Energiekosten auf Seiten der Energieverbraucher führt, da hohe Produktion in der Regel mit niedrigen Energiepreisen korreliert.

Aus Netzsicht kann dieser Zusammenhang zu Problemen beim Betrieb des Netzes führen, etwa wenn die Kapazität des Übertragungsnetzes punktuell überschritten wird. Die Netzbetreiber müssen in solchen Fällen, die in Zukunft zunehmen werden, Maßnahmen zum Engpassmanagement ergreifen, z.B. Re-Dispatch von Produktionsanlagen.

Relevante Flexibilitätsmärkte für Demand Response: Großhandelsmarkt (Spotmarkt, Day-Ahead- und Intraday-Märkte)

Flexibilität aus der Sicht der Bilanzgruppen bzw. des Ausgleichsenergiemarktes

Alle Marktteilnehmer am Strommarkt (Erzeuger, Händler, Lieferanten, Verbraucher) müssen Mitglied einer Bilanzgruppe (BG) sein. Diese Bilanzgruppen sind finanziell für ihren Ausgleich verantwortlich, d.h. das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch bzw. zwischen Kauf und Verkauf von Strom. Abweichungen vom Fahrplan müssen dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Regelzonenführer gemeldet werden. Diese Abweichungen verursachen Kosten für die sogenannte Ausgleichsenergie. Daher sind Bilanzgruppen daran interessiert, Ungleichgewichte so weit wie möglich zu vermeiden bzw. zu verringern. Dies kann durch Beschaffung der erforderlichen Energie erfolgen. Diese Beschaffung der erforderlichen Flexibilität erfolgt auf Kurzfrist-Märkten, hauptsächlich auf dem Intraday-Markt, oder durch Handel zwischen Bilanzgruppen. Da Bilanzgruppen Teil des liberalisierten Marktes sind, können auch flexible Lasten auf der Verbraucherseite eingesetzt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die Energieversorger als Teil der Bilanzgruppe Lieferverträge mit einer Option zur Laststeuerung anbieten.

Im Gegensatz zur Netzperspektive liegt der Schwerpunkt auf der Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten, indem Abweichungen von den gemeldeten Fahrplänen möglichst vermieden werden. Die Netzstabilität selbst ist nicht im Fokus der Bilanzgruppen.

Relevante Flexibilitätsmärkte: Spotmarkt, hauptsächlich Intraday-Markt; Einzelhandelsmarkt mit Laststeuerungsverträgen für Endkunden; OTC-Handel.

Zusammenfassung: Flexibilität aus Sicht des Energiesystems

Aus Sicht des gesamten Energiesystems lauten die übergeordneten Ziele in Bezug auf Flexibilität:

- Dekarbonisierung der Energieerzeugung durch Erhöhung des Anteils volatiler erneuerbarer Energiequellen (RES) und Steigerung der Energieeffizienz (EE)
- Sicherer und zuverlässiger Systembetrieb durch flexible Handhabung der Volatilität und verteilte Produktion von erneuerbaren Energiequellen (Prosumer)

Flexibilität wird als wichtiges Mittel zur Erreichung dieser übergeordneten Ziele angesehen. Wie oben gezeigt, erfordert das Marktdesign jedoch Flexibilität an verschiedenen Punkten, die von verschiedenen Marktteilnehmern mit unterschiedlichen, manchmal widersprüchlichen Überlegungen gefordert werden.

3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Analyse zeigt, dass die verschiedenen Flexibilitätsmärkte z.T. völlig unterschiedliche Funktionsmechanismen und Marktbedingungen haben und dass es in manchen Bereichen sogar zu kontraproduktiven Effekten im Energiesystem kommen kann. Bei der Entwicklung von DR-Dienstleistungen muss die Vielfältigkeit der Flexibilitätsmärkte berücksichtigt werden.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission, 2019: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [2] Agora Energiewende, 2019. A word on grids. Berlin: Agora Energiewende.
- [3] incite 2019 (<http://www.incite-itn.eu/blog/introduction-to-electricity-markets-its-balancing-mechanism-and-the-role-of-renewable-sources/>)
- [4] ENTSO-E 2018 (Constantinescu, Norela: Transmission and Distribution Interaction: ENTSO-E, Presentation at the IRED 2018, Vienna)
- [5] General Electric 2019 (www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/images/service/upgrades/jenbacher/primary-secondary-tertiary-balancing-power-operation.jpg)
- [6] UCTE 2009: Policy 1: Load Frequency Control
- [7] dena, 2014. dena Ancillary Services Study 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).



DELTA has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 773960