Bundesnetzagentur

Flexibilität – Ansätze und Entwicklungen in Deutschland und Europa

Jan Peter Sasse
ELCom Forum 2024
Aarau, 15.11.2024

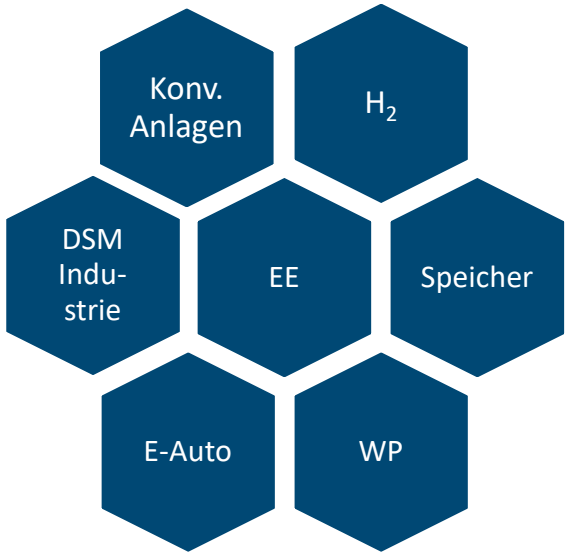
Gliederung

- Was meint Flexibilität genau?
- Flexibilität – ein Blick nach Deutschland
- Network Code on Demand Response

Was meint Flexibilität genau?

Annäherung an Begriff Flexibilität

Definition: Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Flexibilität kann durch unterschiedliche **Akteure** erbracht werden:

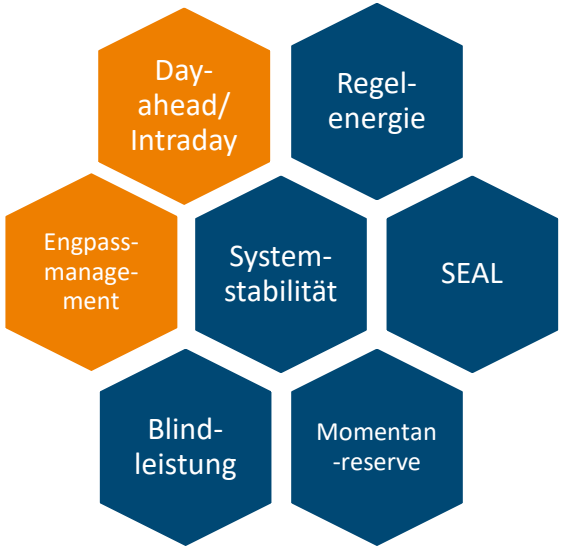


ohne Anspruch auf Vollständig-keit

Annäherung an Begriff Flexibilität

Flexibilität kann zu unterschiedlichen **Einsatzzwecken** im System auftreten. Dafür im Weiteren zwei Beispiele.

heute



zukünftig

- Versorgungssicherheitsprodukte/ Kapazitätsmärkte?
- Weitere Netzdienstleistungen? Weitere nfSDL?
- Weitere Handelsprodukte?
- Grenzüberschreitende Produkte?
- …

Flexibilität – ein Blick nach Deutschland

- Flexibilität für den Markt
- Flexibilität fürs Netz

Flexibilitätspotentiale 2045 in Deutschland

	2045[1]	2022/2023[2]
Erneuerbare Erzeugung	638 – 703 GW	167 GW
Konventionelle Erzeugung	36 GW (CO2 neutrale Gaskraftwerke)	82 GW
Speicher		
Pumpspeicher	11 GW	10 GW
Großbatterien	43 – 54 GW	1,3 GW
PV-Heimspeicher	97 – 113 GW	6,3 GW
E-Mobilität	34 – 37 Mio. ≙ 80 – 156 TWh	2,5 Mio.
Last		
Flexible Last (DSM)	9 – 12 GW	1,4 GW
Wärmepumpen	16 Mio. ≙ 67 – 91 TWh	1,8 Mio.
Power to Heat	14 – 27 GW	0,8 GW
Elektrolyse	50 – 80 GW	< 0,1 GW
Verbrauch	1.000 – 1.300 TWh	548 TWh
Jahreshöchstlast	> 120 GW	80 GW

Quellen: (1) NEP 2037-2045, (2) Szenariorahmenentwurf der ÜNB zum NEP 2037-2045 [2025]

Bedienung der Stromnachfrage

Wie kann ein Ausgleich an den Strommärkten erreicht werden?

- Nachfrage muss flexibler werden und sich dem volatilen Angebot anpassen
- Potenziale dafür sind vorhanden
- Volatile Preise mit hohen Preisspitzen sind für Hebung von Flexibilitätspotential notwendig
- Insbesondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen können einen wichtigen Beitrag leisten
- Netzentgeltsystematik darf dem nicht im Wege stehen
- Marktakteure beurteilen, ob sich ein Geschäftsmodell oder eine Technologie unter den gegebenen Rahmenbedingungen rechnet

Flexibilität fürs Netz – verbrauchsbedingte Engpässe

Herausforderung

- Vielzahl neuer, steuerbarer Verbraucher sind bis 2030 ins Niederspannungsnetz zu integrieren (15 Mio. Ladeeinrichtungen, 6 Mio. Wärmepumpen)
- Anschluss dezentral in einzelnen Niederspannungssträngen
- Hohe Gleichzeitigkeiten in der Netznutzung, insb. bei (zukünftigen) Preisreaktionen, führen zu großem Ausbaubedarf der unteren Spannungsebene. Ein verzögerter Netzanschluss droht.
- Niederspannungsnetze bisher weder beobachtbar noch steuerbar

Lösungen

- Kurz- und mittelfristig: 14a-Festlegungen garantieren schnellen Anschluss und Steuerbarkeit im Notfall mit finanzieller Kompensation
- Langfristig: Netzausbau

Festlegungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (1)

- Verpflichtende Teilnahme aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Verteilernetzbetreiber.
- Einsatz der Steuerung nur im Bedarfsfall mithilfe von Netzzustandsermittlungen erlaubt. Pauschale Steuerung in Übergangsphase als Ausnahme möglich bis zur Digitalisierung des jeweiligen Netzes.
- Wiederholte Steuerungseingriffe führen zur Verpflichtung des Netzbetreibers, das Netz entsprechend zu ertüchtigen.
- Zwei Modelle der Netzentgeltermäßigung:
  - Pauschale Entgeltermäßigung mit zusätzlicher Option für zeitvariable Netzentgelte als Anreiz zu netzdienlichem Verhalten.
  - Arbeitspreisbezogene Entgeltermäßigung.

Festlegungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (2)

Fairer Ausgleich verschiedener Interessen

- Zeitnaher Anschluss der E-Mobile und Wärmepumpen kann jederzeit gewährleistet werden (kein Verweis auf nicht vorhandene Netzkapazität).
- Nutzungskomfort der Verbraucher wird nur minimal eingeschränkt.
- Regelungen belassen Flexibilität beim Verbraucher, sorgen aber indirekt für eine Ausstattung mit iMSys, Steuerungstechnik und 1/4h-Bilanzierung.
- Es liegt an der Marktseite (Vertriebe/Aggregatoren) entsprechende Produkte für eine Vermarktung (beispielsweise am Strommarkt) anzubieten.
- Startschuss zur Digitalisierung der Niederspannungsebene (Steuerung nur im konkret festgestellten Engpassfall). Hierfür ist Ausstattung mit Sensorik und Aktorik notwendig.

Flexibilität fürs Netz – erzeugungsbedingte Engpässe

Herausforderung

- dynamischer Zubau von EE-Anlagen (installierte Leistung 2037: Wind-Onshore ca. 160 GW und PV ca. 345 GW*)
- Anschluss erfolgt überwiegend in den höheren Spannungsebenen.
- Engpässe bestehen/drohen insb. in Hoch- und Höchstspannungsebene

Lösungen

- Langfristig: Netzausbau, weitere denkbar?
- Derzeit kurz- und mittelfristig: Kostenbasierter Redispatch der Erzeugungsseite, u.a. Abregelung EE-Anlagen und Hochfahren von konv. Kraftwerken als Ausgleich.
- Zukünftig: Kann marktbasierter Redispatch günstige Hochfahrleistung bereitstellen und Abregelungen vermeiden?

Marktbasiertes Engpassmanagement

- Abgesehen von der derzeitigen Gesetzeslage wäre der Einsatz von lastseitigen Flexibilitätsdienstleistungen als Ergänzung zum kostenbasierten Redispatch theoretisch denkbar.
- Vor- und Nachteile eines marktbasierten Engpassmanagements werden diskutiert:

Vorteile	Nachteile
▪ Verstärkter Wettbewerb durch breiteres Spektrum an teilnehmenden Technologien mit anderen Opportunitätskosten (EE?, Lastflexibilitäten) ▪ Ggf. weniger CO_2-Ausstoß, je nach beteiligten Anlagen ▪ Ggf. höhere Transparenz der Kosten (heutige RD-Kosten zeigen u. U. nicht die wahren Kosten von Engpässen)	▪ Insb. Risiko des Increase-Decrease-Gaming *Akteure berücksichtigten bei ihren Geboten am Spotmarkt (zonaler Markt) die erwarteten lokalen Preise an einem Redispatchmarkt, sprich an einem Markt für netzdienliche Flexibilität.* ▪ *In dem Umfang wie beispielsweise ein Erzeuger im „Süden“ auf die Vermarktung am zonalen Spotmarkt verzichtet (Decrease), würden die vom Netzbetreiber zu behebenden Engpässe anwachsen.* ▪ *Damit stiege auch die Nachfrage des Netzbetreibers nach Flexibilität am Redispatchmarkt (Increase).*

Flexibilität fürs Netz – weitere Instrumente/Regelungen

- Grid Code Demand Side Management
- NsA (§ 13k EnWG)
- Flexible connection agreements (neuer Artikel 6a in der Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944 geplant)
- Netzentgeltsystematik
- *Draft* Network Code on Demand Response

Regulatorische Leitplanken

- Flexibilität kann unterschieden werden nach dem Akteur, der sie erbringt, und nach dem Zweck für den sie eingesetzt wird.
- Flexibilität ist ein zentraler Baustein zum Ausgleich an den Strommärkten und zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit!
- Der Markt sollte über die Wirtschaftlichkeit eines Geschäftsmodells oder einer Technologie entscheiden.
- Flexibilität kann einem Bedarf nur einmal zugeordnet werden. Daher belassen die 14a-Festlegungen die Flexibilität größtenteils beim Verbraucher.
- Allokations- und Knappheitssignale aus Markt und Netz können widersprüchlich sein.
- Das Netz folgt dem Markt durch bedarfsgerechten Netzausbau.
- Bisher liegt kein geeigneter Vorschlag zur Minimierung von Gaming-Risiken vor. Weitere Diskussionen nötig.

Network Code on Demand Response

Network Code on Demand Response (Historie)

Rechtsgrundlage: Art. 59 1. (e) Verordnung (EU) 2019/943:

„Die Kommission ist befugt, Durchführungsrechtsakte zu erlassen, um zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung dieser Verordnung Netzkodizes für die folgenden Bereiche festzulegen: Regeln für die ***Laststeuerung****, einschließlich* ***Aggregierung****,* ***Energiespeicherung*** *und* ***Lasteinschränkung*** *zur Umsetzung der Artikel 17, 31, 32, 36, 40 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 sowie von Artikel 57 dieser Verordnung.“*

Juni 2022	• ACER beauftragte KOM mit, framework-guideline
Dez 2022	• framework-guideline an KOM geschickt
März 2023	•Clearance“ f.-g. durch KOM und Beauftragung von ENTSO-E und DSO-entity zur Entwurfserstellung der neuen Regelungen
Mai 2024	•Entwurf für NC durch Netzbetreiberverbände ging an ACER
Okt 2024	• Arbeit durch ACER an dem Entwurf (öff. Konsultation endete am 31.10.)
bis März 2025	• Überarbeitung des Entwurfs durch ACER und Vorlage an die EU-Kommission

Network Code (Regelungsinhalte, Beispiele)

- Zielt auf EU-weite Harmonisierung der Rahmenbedingungen für die Integration der Lastseite und anderer Flexibilitätsressourcen auf ÜNB- und VNB-Ebene ab (u.a. marktliche Beschaffung von Flexibilitäten für das Engpassmanagement).
- Marktbasierte Beschaffung als Grundfall, Ausnahmen sollen durch NRA initiativ oder auf Netzbetreiber-Antrag (einzeln oder gemeinsamer Antrag mehrerer NB) in detailliertem Verfahren genehmigt werden.
- Teilnahme & Zugang zu Energiemärkten von “Service-Providers” (SP) soll vereinfacht warden: “By default verification” für “balancing products, congestion management or voltage control products” anstelle einer Präqualifikation vorgesehen.
- Etablierung eines „Flexibility Information System“: Zentraler Zugangspunkt zum Abruf von „SP-qualification, product verification, product prequalification & grid prequalification of SPUs and SPGs, the temporary limits set by system operators and the switch of controllable units, as well as the data exchange procedures to perform such processes”.
- Regelungen zu VNB-NAP, Speichern, Etablierung einer DSO-observability area…

Backup

§ 14a-Festlegungen: Digitalisierung der Netze im Detail

- Verpflichtende Teilnahme aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (ab 4,2 kW, Niederspannungsebene) und Verteilernetzbetreiber.
- Engpassfall muss auf Basis von Netzzustandsermittlungen festgestellt werden. Einfließen müssen:
  - Echtzeitmesswerte jeweils in minütlicher Auflösung
    - von mindestens **15 Prozent aller Netzanschlüsse** des Netzbereiches oder
    - alternativ von mindestens **7 Prozent aller Netzanschlüsse** des Netzbereiches **in Kombination** mit der Erhebung der entsprechenden Netzzustandsdaten an den **Trafoabgängen.**
  - Vorgaben werden derzeit vom FNN überarbeitet.
  - Präventive Steuerung in Übergangsphase als Ausnahme möglich bis zur Digitalisierung des jeweiligen Netzbereichs (24 Monate, nicht mehr nach Ende 2028).

Kontakt

Dr. Jan Peter Sasse
Referatsleiter Elektrizitätsverteilernetze, Elektromobilität
janpeter.sasse@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5840

Bundesnetzagentur