



Bundesnetzagentur

Energie-Speicher, -Erzeugung und Netze

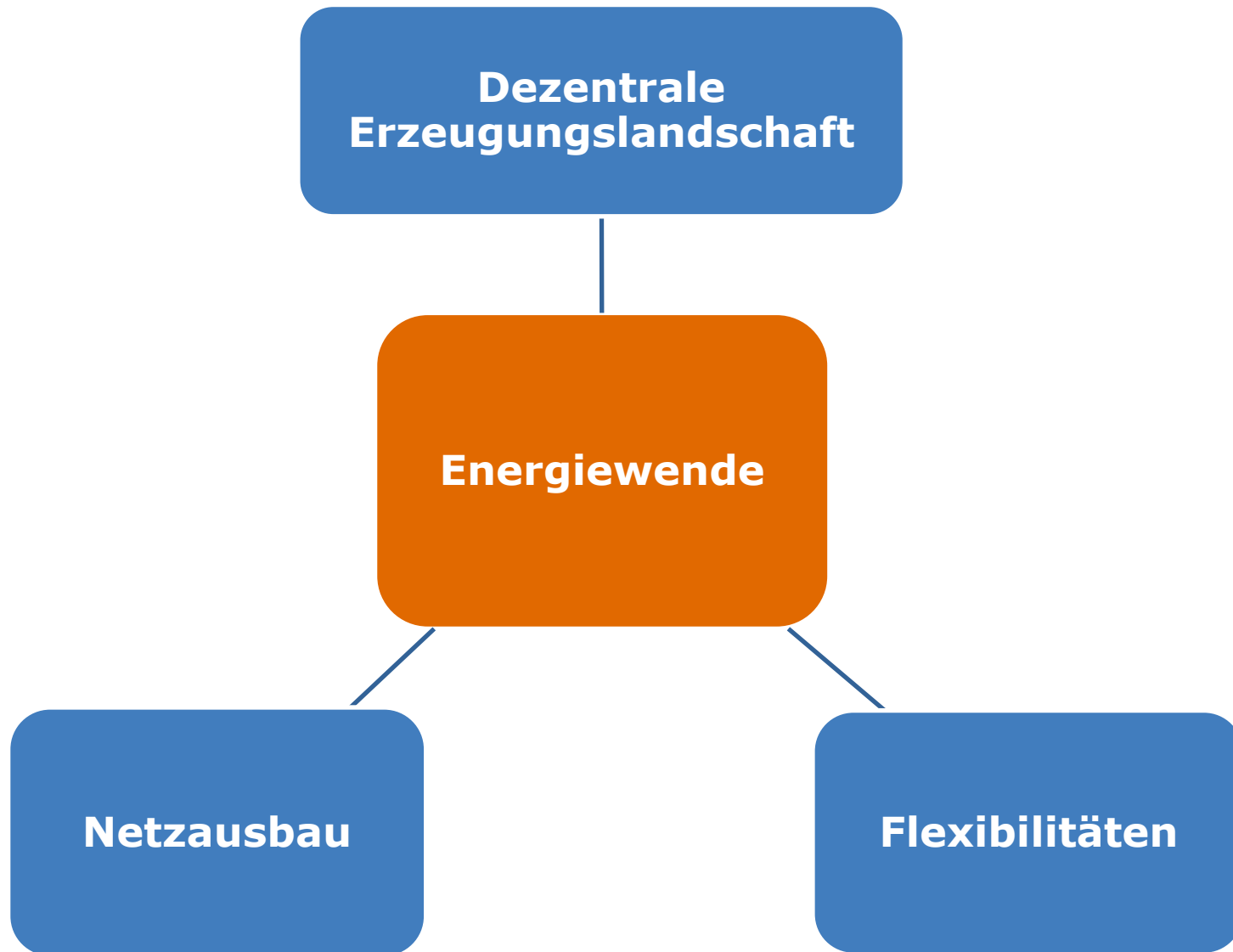
Daniel Schwarz

Smart Energy 2015

12.11.2015



www.bundesnetzagentur.de



Energieerzeugung

Dezentrale Erzeugungslandschaft

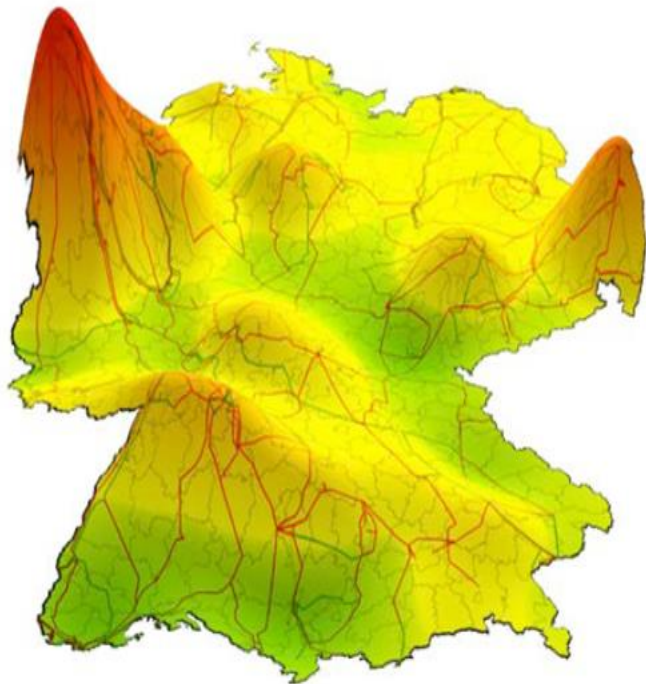


- Von ca. 200 konventionellen Großkraftwerken zu tausenden verschieden großen Erzeugungsanlagen auf Erneuerbaren Basis:
 - kleinteiliger
 - dezentraler (geographischer Standort, Spannungsebene...)
 - dargebotsabhängig und somit volatil
 - wechselrichterbasiert
 - nur teilweise in den Markt integriert

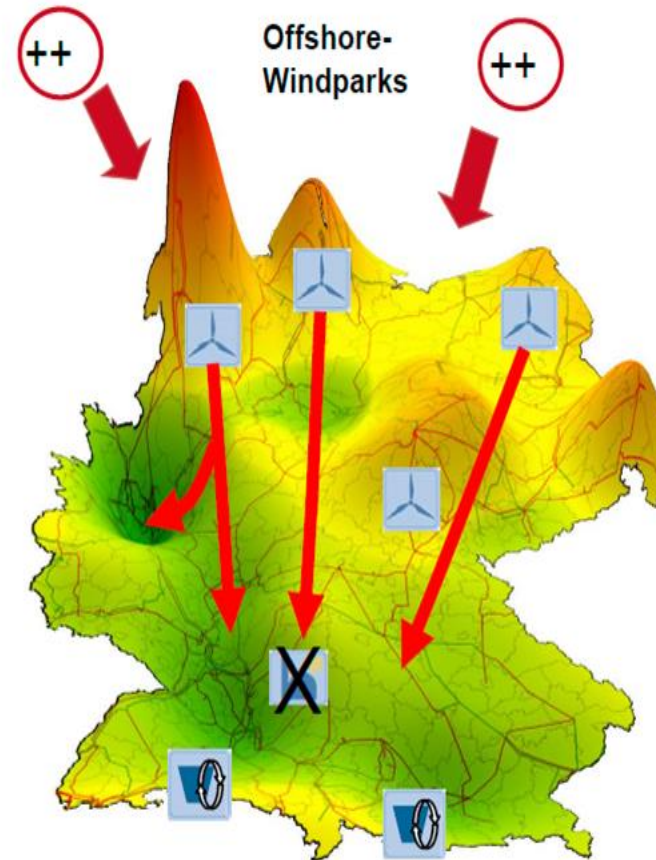
 - Zusätzlich geändertes Verbrauchsverhalten:
 - Schwarmanwendungen, Prosumer, Kundenanlagen
- ➔ Auswirkungen auf Netze und Markt!



| Norden | GW | Anteil Norden an Gesamtleistung |
|---------------|-----------|---------------------------------|
| konventionell | 23 | 31% |
| Onshore Wind | 34 | 62% |
| Offshore Wind | 12 | 100% |
| PV | 9 | 32% |
| Biomasse | 4 | 45% |
| Gesamt | 92 | 44% |
| Mitte | GW | Anteil Mitte an Gesamtleistung |
| konventionell | 40 | 53% |
| Onshore Wind | 16 | 30% |
| PV | 16 | 29% |
| Biomasse | 2 | 26% |
| Gesamt | 75 | 36% |
| Süden | GW | Anteil Süden an Gesamtleistung |
| konventionell | 12 | 16% |
| Onshore Wind | 5 | 8% |
| PV | 22 | 39% |
| Biomasse | 3 | 29% |
| Gesamt | 41 | 20% |



Exemplarische Leistungsbilanz heute



Exemplarische Leistungsbilanz in 2024





- Hier wird klar: dezentrale, kleinteilige Erzeugungslandschaft führt zu Zentralität!
- Soll man eine stärkere Lastnähe vorgeben?
- Aber: auch eine stärkere Lastnähe kann
 - weder den Strombedarf in verbrauchsstarken Regionen autark decken (auch nicht in Verbindung mit Speichern / anderen Flexibilitätsoptionen)
 - noch besitzt sie das Potential, den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren
 - Siehe Beispiel nächste Folie:
Metropolregion Nürnberg (3,5 Mio. Einwohner)

Dezentral=lastnah? (2)



metropolregion nürnberg

- Spitzenlast: 3.600 MW, entspräche 700.000 PV-Dachanlagen (5 kWp, bei hoher Einstrahlung)
- Jahresenergiebedarf: ca. 19 TWh, entspräche ~ 3.000 Windrädern der 3 MW-Klasse
- Speicherbedarf für dreiwöchige „Flaute“: im Jahresmittel ca. 1,1 TWh
- Dafür bräuchte man bspw. über 58 Mio. (geparkte) Elektroautos vom Typ BMW i3 ... oder 130 (gefüllte) Pumpspeicher vom Typ PSW Goldisthal (1 GW, 8,5 GWh speicherbare Energie)



Netze

Netzausbau im Übertragungsnetz
Netzausbau im Verteilernetz



Stand der Dinge:

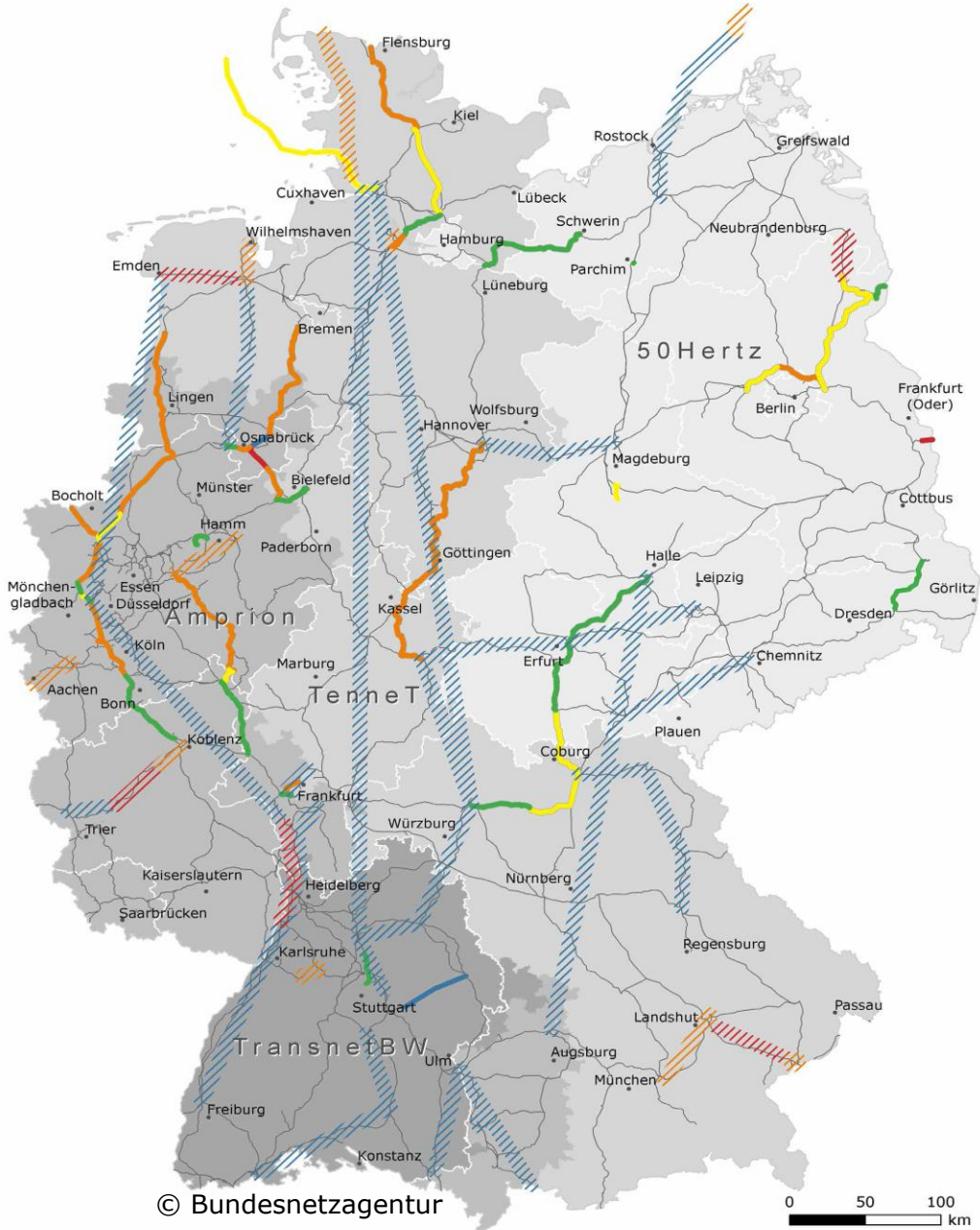
- Bestätigung NEP 2024 / O-NEP 2024 am 4. September 2015
- Prüfungen der BNetzA bestätigen erneut hohen zukünftigen Nord-Süd-Übertragungsbedarf
- Keine grundlegenden Abweichungen von bisheriger Ausbauplanung, Vorhaben aus BBPIG bleiben größtenteils bestehen

Herausforderungen:

- Umsetzung von EnLAG- und BBPIG-Projekten in die Realität, d.h. Vermitteln der Projekte in der Fläche – auch gegen regionalpolitischen Opportunismus
- Volkswirtschaftliche Gesamtabwägung im Auge behalten (Netzausbau, Engpassbewirtschaftung, Einspeisemanagement und Redispatch)
- Zeitdruck (auch durch Abschaltung weiterer Kernkraftwerke)

Fazit:

- Netzausbau bleibt der Flaschenhals der Energiewende
- Ohne erhebliche politische Unterstützung wird der Netzausbau schwer zu realisieren sein
- Politische Zugeständnisse kosten Geld; Vorteilhaftigkeit von Projekten muss im Auge behalten werden



Die Umsetzung von EnLAG und BBPIG schreitet langsam voran, aber sie schreitet voran.

- Vorhaben (BBPIG)
- Vorhaben im Bundesfachplanungs-/ Raumordnungsverfahren (BBPIG)
- Vorhaben vor/im Planfeststellungsverfahren (BBPIG)
- Schraffur entspricht Luftlinie*
- nicht im Genehmigungsverfahren (EnLAG)
- im Raumordnungsverfahren (EnLAG)
- vor oder im Planfeststellungsverfahren (EnLAG)
- Vorhaben genehmigt oder im Bau
- realisiert
- bestehendes Übertragungsnetz

Stand: Q2 2015



Herausforderungen:

- Die eigentliche Energiewende findet in den Verteilernetzen statt!
- 98 % der EE-Anlagen (90 % der Leistung) sind/werden unterhalb der Höchstspannungsebene angeschlossen
- Die Betroffenheit ist sehr heterogen: ca. 80% der EE-Erzeugung bei nur 20 Flächennetzbetreibern
- Folge: massiver Ausbau der Verteilernetze
- Derzeit: Betroffene VNB müssen zunehmend Netzengpässe bewirtschaften, da Netzausbau mit EE-Zubau nicht Schritt hält

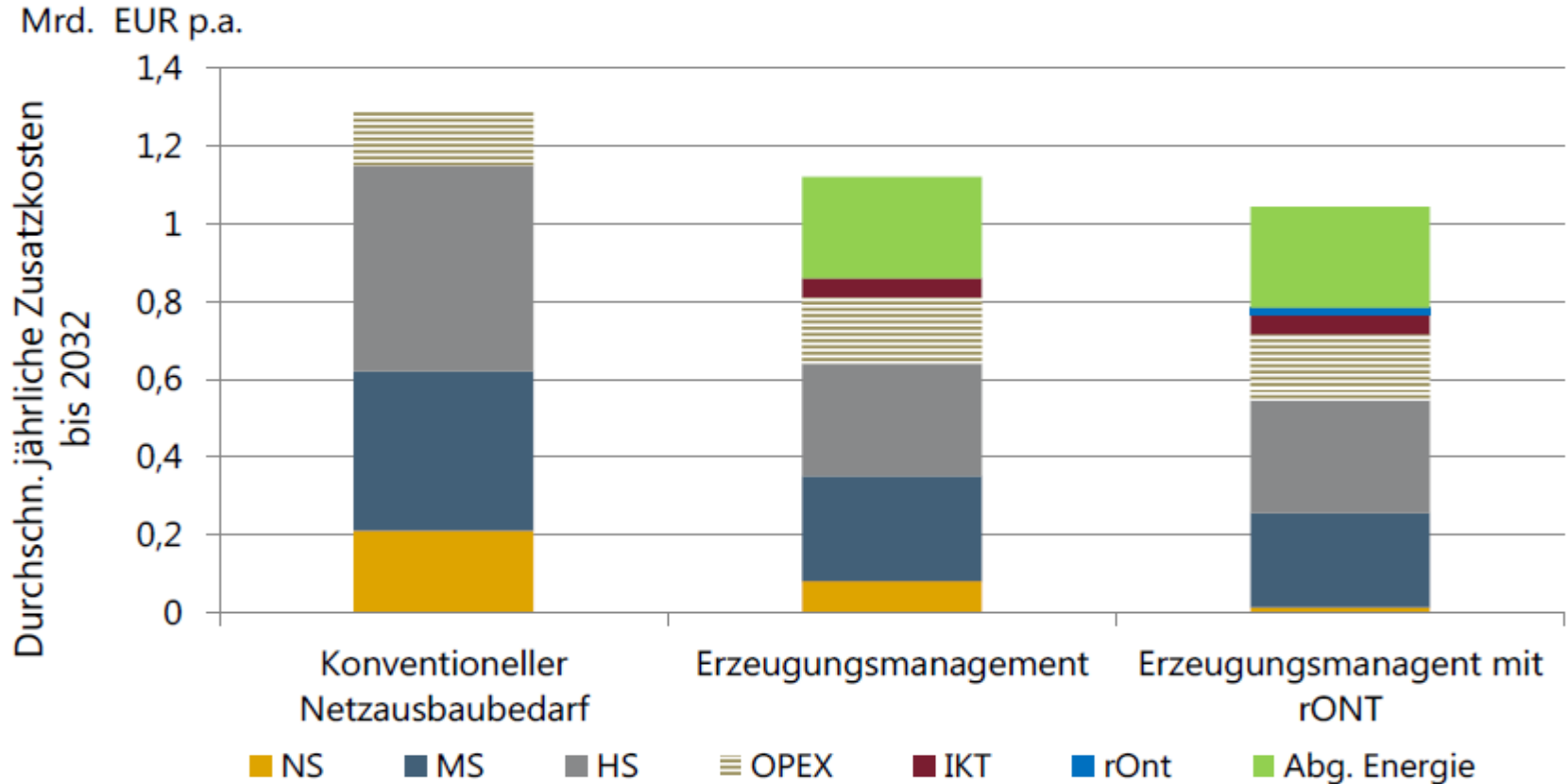


Netzausbaubedarf laut BMWi-Verteilernetzstudie:

- EE-Szenarien bis 2032
 - Ausbauziele nach EEG 2014 – 128 GW
 - Szenario B des Netzentwicklungsplans 2013 – 139 GW
 - kumulierte Ziele der einzelnen Bundesländer – 206 GW

- Bis 2032 je nach Szenario „EEG 2014“ – „Bundesländer“:
 - 50.400 km - 118.500 km in der Niederspannung
(plus 4,5 % - 10,6 % vgl. mit 2012)
 - 70.100 km - 138.400 km in der Mittelspannung
(plus 13,8 % - 27,2 % vgl. mit 2012)
 - 10.800 km - 22.400 km in der Hochspannung
(plus 11,3 % - 23,4 % vgl. mit 2012)

BMWi-Verteilnetzstudie - Ausbaurkosten



Jährliche Zusatzkosten bei Kombination von Spitzenkappung und rONTs bis 2032 im Vergleich zur Referenz (Szenario „EEG-2014“); Quelle: BMWi-Verteilnetzstudie



- Netzbetrieb wird dynamischer, durch
 - Volatile Erzeugung
 - Spitzenkappung (kein Ausbau bis zur letzten kWh)
 - Erbringung von Systemdienstleistungen von Anlagen im Verteilernetz
 - Entwicklung zum Smart Grid
 - Netzzustandsüberwachung
 - Zunehmend aktive Betriebsführung in VN
 - Geregelter Informationsaustausch
 - Das Aufgabenfeld der VNB wird nicht den Verantwortungsbereich der ÜNB mit ihrer Systemführungsrolle ersetzen können.
- ➔ Keine neue Rolle, aber Gewichtung der bisherigen Aufgabengebiete verschiebt sich

Flexibilitäten

Flexibilitäten in Netz und Markt
Speicher



Einsatzzweck?

- Saubere Abgrenzung von Netz und Markt notwendig!

Netz:

- Für den Engpassfall steht dem Netzbetreiber ein **Baukasten** an Maßnahmen zur Verfügung:
 - Erzeugungsseitige Maßnahmen wie Redispatch, EinsMan
 - Bezug von Blindleistung
 - Eher zukünftig: Lastmanagement, Speicher...
- D.h. Netzbetreiber kann heute schon alle Optionen einsetzen, die er benötigt (unter Einhaltung der **Spielregeln** wie z.B. unbundling)
- Dafür wird aber kein organisierter lokaler Markt benötigt!
 - Lokal keine Liquidität
 - Hohe Transaktionskosten
 - Auswirkung auf bisherige Marktsystematik



Markt:

- Position Weißbuch: Im EOM 2.0 sollen Preissignale die kostengünstigste Flexibilitätsoption in einem **technologieoffenen** Wettbewerb aktivieren.
- Flexibilitäten im Markt sollten sich frei entfalten. Allein **Anbieter und Nachfrager** sollten entscheiden, ob sich ein Geschäftsmodell trägt.
- Ein Stochern in zukünftigen Eventualitäten ist an dieser Stelle nicht zielführend
- Es ist nicht erstrebenswert, marktliche Flexibilitäten über die Netzentgelte zu fördern!
- **Netzentgelte** sollten die **Netzkosten verursachungsgerecht den Netznutzern zuordnen.**



- Vielzahl an Speicheroptionen vorhanden
- Z.B. positive Entwicklung bei Batteriespeichern
- Netz: unbundling ist nicht verhandelbar
- Laut Studien gibt es keinen Bedarf für Speicher in den nächsten 10 Jahren, d.h. derzeit ist genügend Flexibilität im System! (VDE, Agora)
- Auch hier gilt: im fairen Wettbewerb wird sich die beste durchsetzen
- D.h. keine neuen Sonderregeln/Befreiung schaffen!
- Aber: derzeit keine Gleichbehandlung /
Technologieneutralität
 - Neue und ertüchtigte Pumpspeicherkraftwerke:
Entgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG
 - Übrige Speicher: Können im Rahmen des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV eine Reduktion des Entgelts beantragen

Gedanken BNetzA:

- Entgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG zu hinterfragen
- Hochlastzeitfenster des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV „fesseln“ Speicher
- Faire Beteiligung an Netzkosten
- Arbeitsbezogene Netzentgelte und EEG-Umlage behindern flexibles Marktverhalten
 - Zu erwägen: Reines Leistungsentgelt für alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie
 - Zu erwägen: dynamische EEG-Umlage, damit Preissignale ankommen



- Dies muss ein moderner Regulierungsrahmen gewährleisten:
 - Notwendigen Netzausbau ermöglichen (ARegV)
 - gleichwertige Anreize in Kupfer und intelligente Technik setzen (ARegV)
 - Gleiche Rahmenbedingungen für alle Flexibilitätsoptionen im Markt schaffen (Netzentgeltsystematik, EEG-Umlage...)



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Daniel Schwarz
Referent Energieregulierung

daniel.schwarz@bnetza.de



Bundesnetzagentur

Back up



| | Gesamt | Startnetz | Zubaunetz (NEP/BBPIG) |
|-------------------------------|-----------|-----------|--------------------------|
| bestätigter NEP 2023 (BNetzA) | 16 Mrd. € | 5 Mrd. € | 11 Mrd. € |
| 2. Entwurf NEP 2024 (ÜNB) | 23 Mrd. € | 5 Mrd. € | 18 Mrd. € |
| bestätigter NEP 2024 (BNetzA) | 18 Mrd. € | 5 Mrd. € | 13 Mrd. € |

Basierend auf Freileitungstechnik, **Verkabelungsmehrkosten nicht enthalten**

| | | | |
|---------------------------------|-----------|-----------|----------|
| bestätigter O-NEP 2023 (BNetzA) | 19 Mrd. € | 12 Mrd. € | 7 Mrd. € |
| 2. Entwurf O-NEP 2024 (ÜNB) | 19 Mrd. € | 13 Mrd. € | 6 Mrd. € |
| bestätigter O-NEP 2024 (BNetzA) | 15 Mrd. € | 12 Mrd. € | 3 Mrd. € |