



Take-aways

Tag Eins (27.6.2023)

TOP 2 „Sechs Perspektiven auf lokale Signale“

Aus der Diskussion wurden folgende wissenschaftliche Grundlagen für die weitere Diskussion um lokale Signale festgehalten:

- [1] Engpassfreie Netze („bis zur letzten kWh“) sind weder realistisch noch erstrebenswert.
- [2] Massiver Netzausbau bleibt Priorität, um Engpässe zu minimieren, aber er kann sie nicht alle lösen. Lokale Signale sollten daher den Netzausbau ergänzen, sowohl im Übertragungsnetz wie auch im Verteilernetz.
- [3] Der Preis von Strom kann die tatsächliche Knappheit an einem Ort anzeigen, wenn er nicht nur zonenweit das Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage, sondern auch die Knappheit des Netzes widerspiegelt.
- [4] Lokale Signale können aus dem Strommarkt selbst erwachsen und/oder aus Zusatzinstrumenten.
- [5] Einige Instrumente wirken nur auf Standortentscheidungen, andere (auch) auf den Anlageneinsatz.
- [6] Lokale Signale sind gekennzeichnet durch ein hohes Maß an Freiwilligkeit und individuelle Abwägung. Eingriffe durch Netzbetreiber sind ein notwendiger Bestandteil des Systems. Im weiteren Verlauf der Diskussion ist zu entscheiden, welcher der beiden Ansätze in welchem Umfang zu sachgerechten Lösungen im Einzelfall führt.
- [7] Es wurde betont, dass im Rahmen der Diskussion um lokale Signale die Auswirkungen auf das Gelingen des Transformationsprozesses besonders beachtet werden müssen.

TOP 3: „Lokale Preise und zonale Märkte – Warum die Wechselwirkungen relevant sind“

Aus dem Impulsvortrag von Prof. Dr. Lion Hirth (Neon) wird festgehalten:

- [8] Das aktuelle kostenbasierte Redispatch-Regime (verpflichtende Teilnahme, Entschädigung anfallender Kosten) eignet sich kaum für lastseitige, netzdienliche Flexibilität.
- [9] Lokale Flexibilitätsmärkte haben drei grundsätzliche Probleme: Marktmacht, Parallelität zum Intraday-Markt und Anreize für strategisches Gebotsverhalten (Inc-Dec-Gaming).
- [10] Inc-Dec-Gaming setzt Anreize zur Engpassverstärkung und führt zu operativen Problemen in der Netzbetriebsführung.



Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- [11] Die Diskussion zeigte Einigkeit darin, dass wirtschaftliche Anreize, die Strommarkt und Netzbetrieb belasten, zu vermeiden sind. Die breite Mehrheit teilte die im Vortrag begründete Beobachtung, dass lokale Preise in zonalen Märkten zu systemschädlichem Marktverhalten führen können.

TOP 4: „Instrumentenkonzept I für Nutzen-statt-Abregeln: Versteigerung von Überschussstrom“

Aus dem Impulsvortrag von Dr.-Ing. Christoph Maurer (Consentec) wird festgehalten:

- [12] Die ÜNB prognostizieren D-2 die Menge des abzuregelnden erneuerbaren Stroms. Diesen versteigern sie vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes an teilnehmende Lasten. Anders als beim regulären Redispatch erfolgt die Beschaffung der hochgeregelten Energiemengen primär am Day-Ahead-Spotmarkt.
- [13] Der Teilnehmerkreis für das Instrument muss auf Lasten beschränkt sein, die mit hoher Wahrscheinlichkeit ansonsten keinen Strom in Überschussregion nachgefragt hätten. So wird sichergestellt, dass echtes „Nutzen-statt-Abregeln“ stattfindet. Die Teilnahme am Instrument umfasst deshalb ausschließlich Wärmelasten und Elektrolyseure.
- [14] Das Instrument soll zu Beginn mit einem Mindest- oder Festpreis und dauerhaft mit einer Pönale bei Nichtverbrauch versehen sein. Im Rahmen des Instruments bezogener Strom ist bei der Berechnung des Leistungsnetzentgelts herauszurechnen, sodass Netzentgelte einem Mehrverbrauch nicht im Weg stehen.
- [15] Das Instrument ersetzt nicht die Diskussion um echte lokale Preise, denn diese würden ein konsistentes Preisgerüst bilden (Forward-Märkte, Day-Ahead- und ID-Märkte), das von allen Marktparteien in der Planung und von den Netzbetreibern bei der Netzbetriebsführung berücksichtigt würde.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- [16] Die Teilnehmer*innen begrüßen, dass das Thema NsA angegangen wird. Die Rückmeldungen der Teilnehmer*innen zeigten hohes Interesse, aber auch noch Verständnisfragen sowie Anregungen zur konkreten Parametrisierung, teilweise auch zur grundsätzlichen Diskussion.
- [17] Der Ansatz ist ein Versuch, im gegenwärtigen Marktdesign das politisch zunehmend relevanter werdende Problem der engpassbedingten Abregelung erneuerbarer Energien mit einem gezielten Konzept zu adressieren, ohne eine weitergehende Diskussion um lokale Preise oder deren Ergebnis vorzuprägen oder anderen Instrumenten vorzugreifen. Komplexität, Kosten-Nutzen-Verhältnis, Verteilungseffekte und Eingrenzung der teilnehmenden Lasten wurden teilweise kritisch hinterfragt. Aus dem Kreis der ÜNB wurde die grundsätzliche technische Machbarkeit der D-2 Prognostizierbarkeit von Engpässen und entsprechenden Ausschreibungsmengen unterstrichen, wobei auf das Risiko von Prognosefehlern hingewiesen wurde.



Take-aways Tag Zwei (28.6.2023)

TOP 2: „Instrumentenkonzept II für Nutzen-statt-Abregeln: Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten“

Aus dem Impulsvortrag von Philipp Godron (Agora Energiewende) werden als Kernbotschaften festgehalten:

- [18] Eine regionale Reduktion der Netzentgelte zu Zeiten großer Abregelung von erneuerbarem Strom steigert die Stromnachfrage und führt zu volkswirtschaftlich sinnvoller Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom.
- [19] Damit alle adressierten Verbraucher reagieren, bedarf es nicht nur einer Absenkung der Arbeitsentgelte, sondern auch des Ausklammerns der betroffenen Stunden bei der Ermittlung der Leistungsentgelte sowie bei der Berechnung des Netzentgeltrabatts für gleichmäßigen Strombezug.
- [20] Die regionalen Mindereinnahmen sollten bundesweit gewälzt werden.
- [21] Relevante Parameter wie Schwellen, Zeitpunkte und regionale Abgrenzungen sollten in Zusammenarbeit mit Marktakteuren und Netzbetreibern festgelegt werden.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- [22] Der Ansatz ist grundsätzlich in der Lage, im heutigen System das Ziel „Nutzen statt Abregeln“ zu adressieren. Er ersetzt jedoch nicht eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik.
- [23] Als mögliche Pilotimplementierung bietet der Ansatz die Chance, den Einsatz von situationsabhängigen Netzentgelten auf regionaler Ebene zu erproben.
- [24] Das Konzept ist „richtungssicher“, d.h. es greift keiner grundlegenden Netzentgeltreform vor und ist kompatibel mit anderen Reformschritten.
- [25] Der konkrete Ausgestaltungsvorschlag von Agora Energiewende wurde konstruktiv diskutiert, wobei deutlich wurde, dass Detailfragen zur Parametrisierung, Wirkungen (z.B. Investitionssicherheit und Verteilungseffekte) und Erweiterungen (z.B. Adressatenkreis) weitere Diskussionen erfordern.

TOP 3: „Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen“

Kernaussagen des Impulsvortrags von Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project) waren:

- [26] Zeitvariable Netzentgelte sind eine etablierte Entgeltstruktur, die viele EU-Nachbarländer eingeführt haben und für die erste Umsetzungserfahrungen vorliegen.



- [27] Der Effekt von zeitvariablen Tarifen bzw. Netzentgelten auf die Spitzenlast ist belegt; die zu erwartenden Auswirkungen sind jedoch abhängig von der Ausgestaltung.
- [28] Um aus dem großen Spektrum der Designoptionen die richtigen Gestaltungsentscheidungen zu treffen, müssen Ziele und Prinzipien von zeitvariablen Netzentgelten bestimmt werden.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- [29] Die Ausgestaltungsmöglichkeiten bei zeitvariablen Netzentgelten sind vielseitig und komplex. Es braucht ein Monitoring, um Auswirkungen zu evaluieren.
- [30] Variable Netzentgelte mit groben statischen Zeitfenstern, wie im Vortrag diskutiert, können ein erster sinnvoller Schritt auf dem Weg zu einer feineren Ausgestaltung sein. Dabei sollten Anforderungen an Verständlichkeit, Transparenz und Umsetzbarkeit für die Verbraucherseite berücksichtigt werden.
- [31] Die Wirkung der Anreize aus variablen Netzentgelten ist nicht unabhängig von Strompreisen und anderen Preiskomponenten zu sehen. Im Zusammenspiel können sie bei geeigneter Parametrierung dazu beitragen, die Erfüllung von Erfordernissen aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und dem Netz zu koordinieren.
- [32] Auch aktuell noch kleine Flexibilitätspotenziale bieten die Chance, zeitnah mit einer Umsetzung zu beginnen, um über die Zeit Umsetzungserfahrungen zu sammeln.

TOP 4: „Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen“

Kernaussagen des Impulsvortrags von Dr. Friedrich Kunz (TenneT TSO GmbH) und Kay Wiedemann (TransnetBW GmbH) waren:

- [33] Zunehmend fehlende Redispatch-Leistung insbesondere in Süddeutschland ist für die sichere Übertragungsnetzbetriebsführung eine Herausforderung und macht die Erschließung neuer Potenziale für das Engpassmanagement erforderlich.
- [34] TenneT und TransnetBW arbeiten unter dem Titel „Redispatch 3.0“ an der Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement auf der Basis freiwilliger Teilnahme.
- [35] Das Pilotprojekt ViFlex von TenneT, TransnetBW, 50 Hertz und Viessmann zeigt, dass Wärmepumpen bereits heute flexibel steuerbar sind.
- [36] Für das Problem von Fehlanreizen bei arbeitspreisbasierter Vergütung (Inc-Dec-Gaming) gibt es noch keine Lösung, was jedoch angesichts der kleinen Volumina teilnehmender Lasten im Pilotprojekt kein Problem darstellt.
- [37] Weitere Herausforderungen für eine Skalierung des Ansatzes ist die Koordinierung mit Verteilnetzbetreibern.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:



- [38] Die Diskussion zu dem Pilotprojekt unterstrich die Bedeutung der Erschließung kleinerer lastseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement und zeigte neben der Inc-Dec-Thematik weitere offene Fragen, wie z.B. die Koordination mit den Bilanzkreisverantwortlichen sowie der allgemeine Koordinationsaufwand, die für die Skalierbarkeit des Projekts relevant sind.
- [39] Um Pfadabhängigkeiten zugunsten einer Steuerung allein durch Anlagenhersteller und damit potenziellen Wettbewerbsproblemen entgegenzuwirken, sind offene Schnittstellen notwendig.