

31. Januar 2018, Berlin



TASKFORCE NETZENTGELTE ERGEBNISPRÄSENTATION

TASKFORCE NETZENTGELTE - PROJEKTPARTNER

➤ 19 Partner aus der energieintensiven Industrie, Industrieverbänden, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber



bayernwerk



HYDRO

Infinite aluminium



Stromnetz
Hamburg



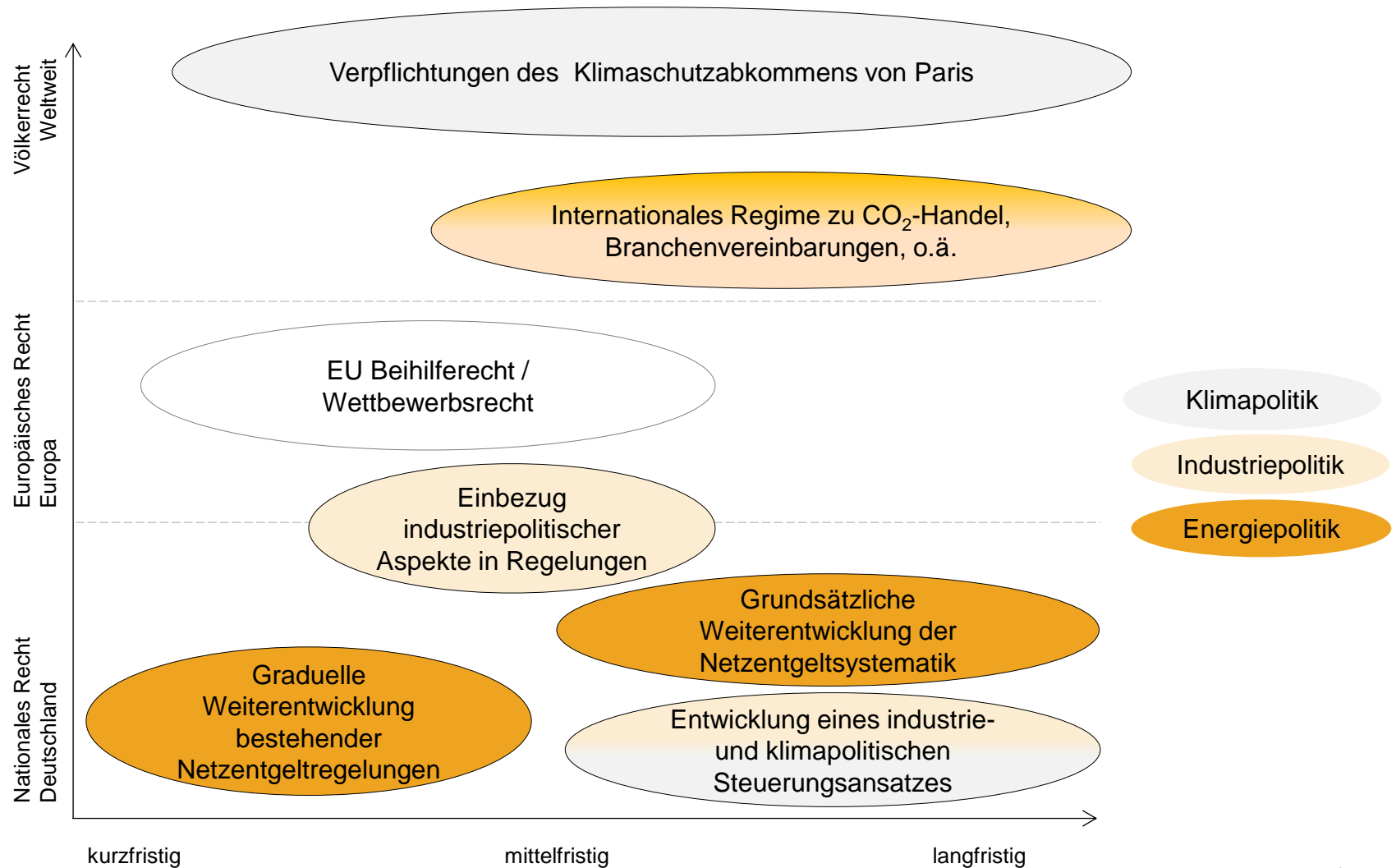
trimet



VIK
Energie für die Industrie

WVMETALLE

FAZIT: RELEVANTE POLITIKFELDER - INTEGRIERTE EINORDNUNG



FAZIT: ERSTE VERBESSERUNGEN UND WEITERER DISKUSSIONSBEDARF

Stromnetzentgelte: entscheidende Weichenstellungen der Legislaturperiode

KURZFRISTIG

Flexibilität ermöglichen:

- kurzfristige Anpassungen bestehender Regelungen umsetzen
- vorhandene Verfahren nutzen und weiterentwickeln

MITTELFRISTIG

Diskussion grundsätzlicher Fragen vertiefen:

- Verlässlichen, langfristigen stabilen Entwicklungsrahmen entwickeln
- Kontroverse ist notwendig: Multi-Stakeholder-Diskussionsprozess initiieren

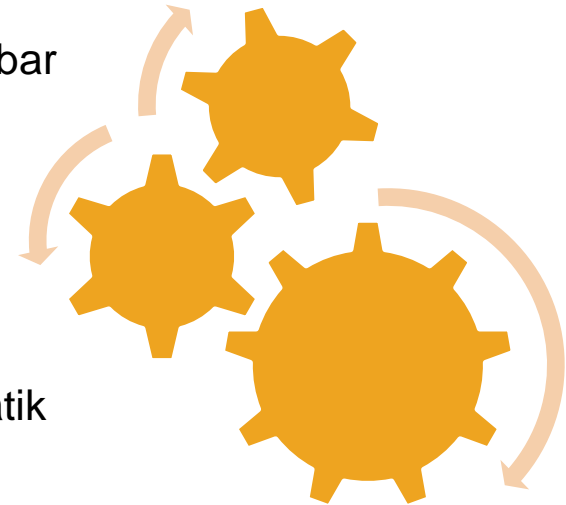
Belastbare Basis für die erfolgreiche weitere Umsetzung der Energiewende



EINORDNUNG DER ERGEBNISSE DER TASKFORCE NETZENTGELTE

PROAKTIVER DISKUSSIONSBEITRAG AUS DER PRAXIS

- Entwickelte Maßnahmenvorschläge zeigen **kurzfristige Handlungsmöglichkeiten**
- Dadurch **erste Verbesserungen hin zu mehr Energiewendeorientierung** der Netzentgeltsystematik erreichbar
- Außerdem: Ideen für **grundsätzlich neue Regelungsansätze**
- Verschiedene Perspektiven der Projektpartner berücksichtigt
- **keine** Entwicklung einer kompletten neuen Netzentgeltsystematik für alle Nutzergruppen, sondern **Diskussionsbeitrag aus der industriellen Praxis**



- ➡ systematische Herangehensweise mit Einbezug **aller betroffenen Stakeholder** in den Diskussionsprozess erforderlich
- ➡ Prozess sollte rasch beginnen, da hoher Zeit- und Abstimmungsaufwand absehbar

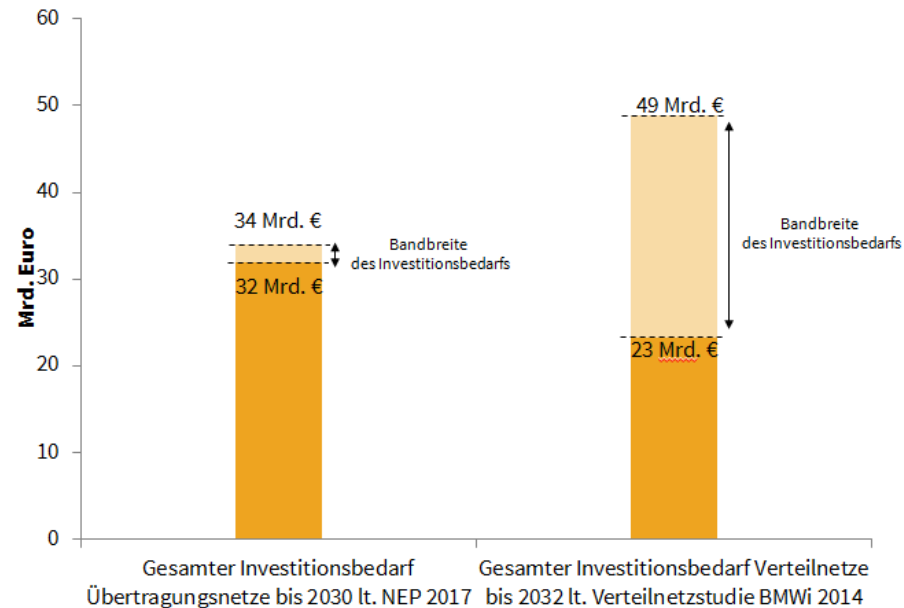


DIE ENERGIEWENDE UND DIE AKTUELLE NETZENTGELTSYSTEMATIK

ZU WÄLZENDE KOSTEN: INVESTITIONSBEDARF FÜR DEN NETZAUSBAU

- Energiewende und europäische Marktintegration erhöhen **den Transportbedarf** im Netz
- Unsicherheiten bzgl. des **konkreten Netzausbaubedarfs** und dessen **Kosten** weiterhin hoch, insb. im Verteilnetz
- **Kosten werden** über Netzentgelte auf alle Netznutzer **verteilt**, Dynamik der weiteren Entwicklung für alle Netznutzer relevant

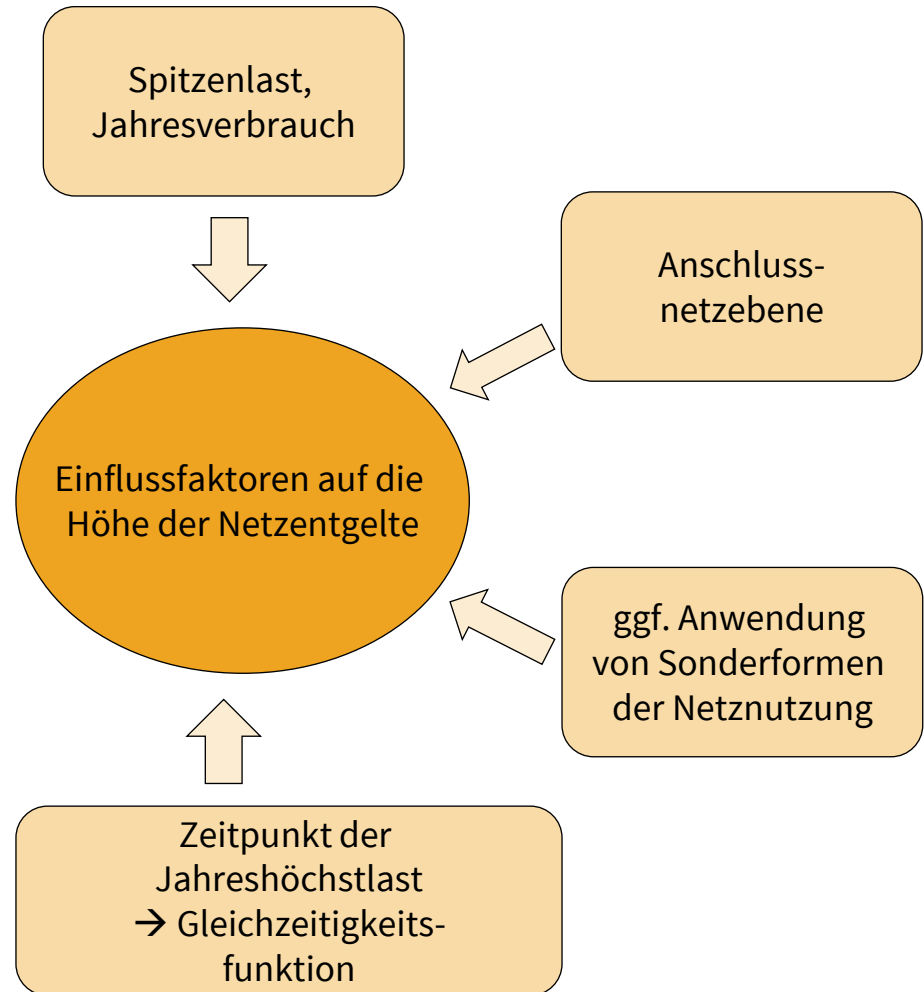
➤ **Erwartete Kosten für Netzausbau:** ca. 15% pro Jahr zusätzlich zu den bereits heute entstehenden Kosten



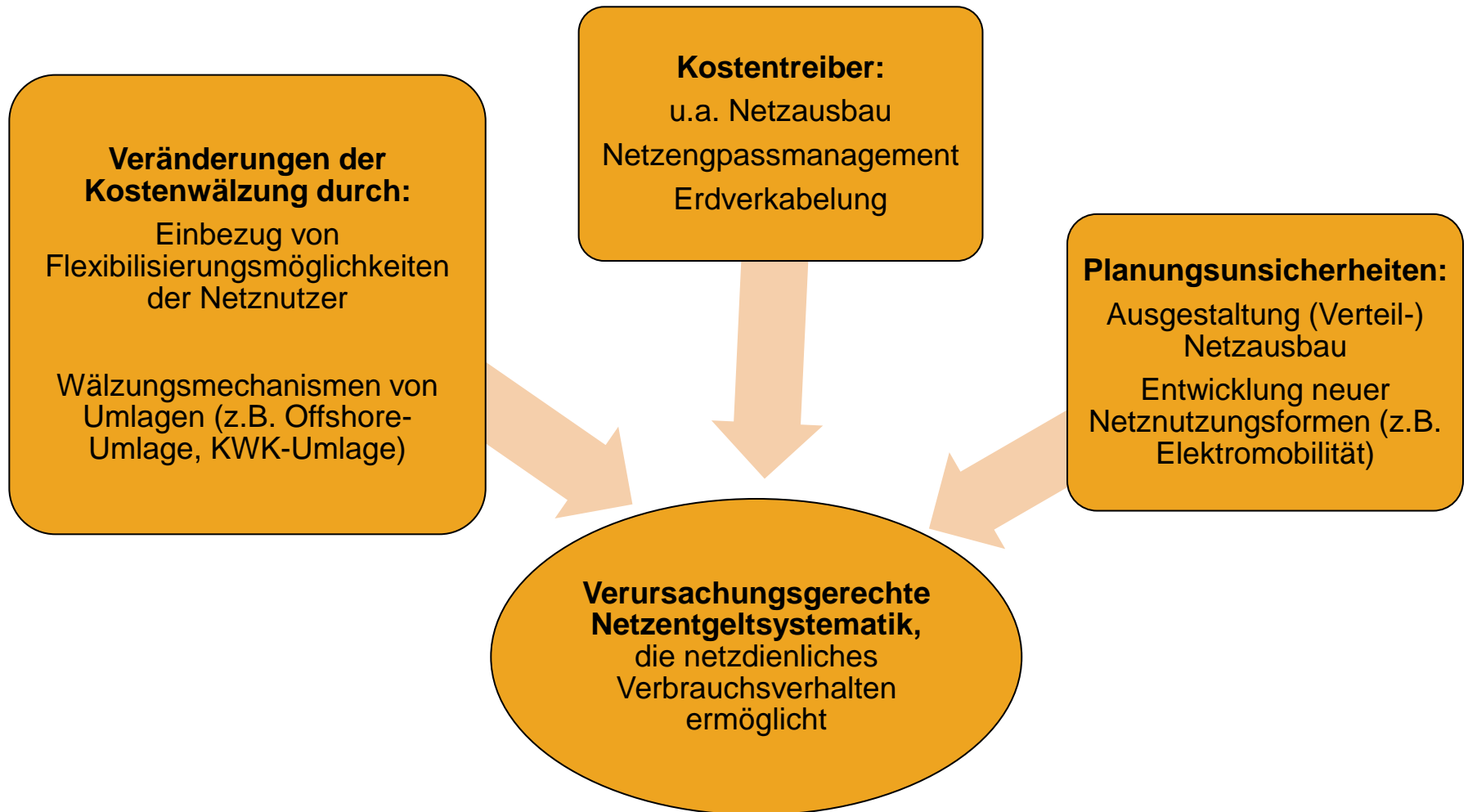
WÄLZUNG DER NETZKOSTEN DURCH NETZENTGELTE

➤ Verschiedene **Einflussfaktoren** auf die Höhe der Netzentgelte **wirken auf jeden Netznutzer**

➤ **Teilnahme** an netzdienlichen Flexibilitätsmechanismen oder **Reaktionsfähigkeit** auf entsprechende Signale sind aktuell **keine Einflussfaktoren**



VERÄNDERUNGEN IM ENERGIESYSTEM: NEUE ANFORDERUNGEN AN DIE NETZENTGELTSYSTEMATIK





MAßNAHMEN UND NEUE ANSÄTZE

VIELFÄLTIGE VORSCHLÄGE

Maßnahmenvorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

- 1 Netzdienliches Verbrauchsverhalten sollte nicht zu höheren Netzentgelten führen

Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung

- 2 Rücknahme von Hochlastzeitfenstern
- 3 Geänderte Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster
- 4 Verbindliche Regelumsetzung zur Sicherstellung der Netzdienlichkeit

Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung

- 5 Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit
- 6 Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums

7 Ermöglichen von Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot

Neue Betrachtungsansätze:

- 8 Berücksichtigung von Netzanschlusskapazität in Netzentgelten
- 9 Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten diskontinuierlicher Verbraucher

Weiterführende Ansätze zur Erschließung lastseitiger Flexibilität

- 10 Weiterentwicklung der Regelungen der AbLaV
- 11 Kombinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse
- 12 Berücksichtigung der Teilnahme flexibler Lasten an Reservemechanismen

Berücksichtigung industriepolitischer Aspekte

- A Mittelfristige Perspektive: Der Einfluss von Netzentgelten auf das Carbon-Leakage-Risiko
- B Kurzfristige Perspektive: Die Berechnungsmethodik des physikalische Pfads im Kontext geplanter Kraftwerksabschaltungen

Änderungen im Rahmen bestehender Regelungen

Neue und ergänzende Ansätze zur bestehenden Netzentgeltsystematik

Ansätze ohne direkten Bezug zur aktuellen Netzentgeltsystematik

Ansätze aus industriepolitischer Perspektive

NETZDIENLICHES VERBRAUCHSVERHALTEN SOLLTE NICHT ZU HÖHEREN NETZENTGELTEN FÜHREN

Status Quo

Netzdienstliches Verbrauchsverhalten kann zu Netzentgelterhöhung führen durch

- höhere abrechnungsrelevante Lastspitzen
- Nicht-Erreichen maßgeblicher Kriterien für die Gewährung individueller Netzentgelte

Wert der Erhöhungen oft höher als erzielbare Erträge durch Teilnahme an Flexibilitätsmechanismen, z.B. Regelenergiemarkt



Vorschlag

- Teilnahme an Flexibilitätsmechanismen sollte nicht zu einer Netzentgelterhöhung führen.
- bereits Einzellösungen an verschiedenen Stellen (z.B. in der AbLaV)
- existierende Nachweis- und Berechnungsverfahren können adaptiert werden.
- Umsetzung wäre ohne erheblichen Mehraufwand möglich

Wirkung

- **Bessere Erschließung und Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale**

WEITERENTWICKLUNG DER ATYPISCHEN NETZNUTZUNG NACH § 19.2.1 STROMNEV

➤ **Atypischer Netznutzer nach StromNEV:** *Netznutzern, deren Höchstlastbeitrag auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten **vorhersehbar erheblich** von der **zeitgleichen Jahreshöchstlast** aller Netzentnahmen in der jeweiligen Netz-/ Spannungsebene abweicht, muss ein reduziertes Netzentgelt angeboten werden, welches dem wahrscheinlichen Beitrag des Netznutzers an der höchsten Netzentnahmelast entspricht und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf.*

➤ **Ziele der Regelung:**

- verursachungsgerechte Netzentgelttarifizierung
- Senken der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen in einem Netzgebiet, indem größere Netznutzer ihre Stromentnahme in Zeitfenstern mit hoher erwarteter Netzlast reduzieren.

➤ **Vorteil für den Netzbetreiber:** Reduktion von Lastspitzen im Netz und damit von Netzausbau und Netzertüchtigungsmaßnahmen

WEITERENTWICKLUNG DER ATYPISCHEN NETZNUTZUNG I

Status Quo

- Hochlastzeitfenster decken mit guter Verlässlichkeit das Eintreten der höchsten Entnahmelast ab.
- Höchste Entnahmelast tritt aber nicht während jedes Hochlastzeitfensters auf

- Hochlastzeitfenster muss innerhalb einer Jahreszeit immer auf den gleichen Stunden liegen
- Tatsächlich eintretende Witterung und Hochlastzeitpunkte stimmen nicht optimal mit den definierten Jahreszeiten überein

Vorschlag

Rücknahme von Hochlastzeitfenstern

- Netzbetreiber kann Hochlastzeitfenster bis zu 2 Tage vor Eintreten zurücknehmen, wenn eine Höchstlast absehbar nicht eintritt
- Atypischer Netznutzer kann darauf mit wertschöpfender Verbrauchserhöhung reagieren

Jahreszeiteneinteilung anpassen

- Neue Einteilung der Jahreszeiten mit besserer Abdeckung der realen Bedingungen basierend auf den Erfahrungen und Messdaten der letzten Jahre (kürzerer Winter, längerer Frühling und Herbst)

Wirkung

- **Reduzieren von Einschränkungen für Netznutzer, berücksichtigen der realen Bedingungen**
Steigerung der Netzentnahme, bessere Auslastung bestehender Infrastrukturen

WEITERENTWICKLUNG DER ATYPISCHEN NETZNUTZUNG II

Status Quo

- Netznutzer nutzen Möglichkeit für individuelles Netzentgelt der atypischen Netznutzung, ohne Einhaltung der Vorgaben sicherzustellen.
- Häufige Nichteinhaltung führt zu erhöhtem Aufwand für die Netzbetreiber (Rückabwicklung).

Vorschlag

Verbindlichkeit erhöhen

- Einführung von Sperr-/Ausschlussfristen zur Regelungsnutzung, Sonderkündigungsrecht durch Netzbetreiber
- erhöhte Bagatellgrenze und Fähigkeitsnachweis Lastmanagement

Beispiel: Bayernwerk AG (Verteilernetzbetreiber)

- 810 atypische Netznutzer, davon erreichten 254 (rd. 31%) Anforderungskriterien nicht.
- Leistungsreduzierung: prognostiziert und angemeldet 509 MW, tatsächlich 320 MW (37% weniger)
- Hoher Anteil der Nicht-Einhaltung bei Nutzern in der Niederspannung (33%) und Umspannung MS/NS-Ebene (43%)
- Kein angemessenes Verhältnis von administrativem Aufwand und netzdienlichem Nutzen

Wirkung

- **Erhalten der Netzdienlichkeit der atypischen Netznutzung und der Umsetzungseffizienz**

WEITERENTWICKLUNG DER INTENSIVEN NETZNUTZUNG NACH § 19.2.2 STROMNEV

- **intensiver Netznutzer nach StromNEV:** *Netznutzer, deren Stromabnahme sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch den Stromverbrauch pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. Das individuelle Netzentgelt nach Satz 2 beträgt nicht weniger als:*
 - *20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr*
 - *15 Prozent bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 500 Stunden im Jahr*
 - *10 Prozent bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8 000 Stunden im Jahr.*

- Genaue Berechnung des individuellen Netzentgelts auf Basis des **physikalischen Pfads**
→ Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung auf bestehenden Trassen vom Netzanschlusspunkt des Verbrauchers zu einer geeigneten Erzeugungsanlage

- **Ziel der Regelung:** Widerspiegeln des Beitrags des Netznutzers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die er angeschlossen ist

WEITERENTWICKLUNG DER INTENSIVEN NETZNUTZUNG

Status Quo

- Erbringung von Flexibilität wird durch die Regelungen zur intensiven Netznutzung erschwert, insbesondere wenn die Erbringung das Risiko beinhaltet, die erforderlichen Mindestbenutzungsstunden nicht mehr zu erreichen.



Vorschlag

Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit

- Keine Auswirkung von Lastabweichungen auf das Benutzungsstundenkriterium, wenn in den Kurzfristmärkten Überangebotspreissignale auftreten (z.B. negative Preise)
- Positives Netzzustandssignal als Voraussetzung für Anwendung (z.B. Netzampelphase)

- Das harte Einstiegskriterium aber auch die starren Grenzen der weiteren Stufen können Fehlanreize setzen wie z.B. einen induzierten Mehrverbrauch oder eine Nicht-Nutzung von Flexibilität.



Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums

- Gleitender Verlauf der Verhältnisfunktion von Benutzungsstunden und Netzentgeltreduktion
- Abwägung zwischen Erlösen durch Flexibilität und Netzentgeltregelungen ermöglichen

Wirkung

- **Flexibilität wird ermöglicht, Fehlanreize werden vermieden bzw. reduziert**
- **Wenn technisch sinnvoll, wird die dargebotsbezogene Nutzung von EE erhöht**

MEHRVERBRAUCH BEI HOHEM EE-DARGEBOT ERMÖGLICHEN

Status Quo

- Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement und damit verbundene Kosten steigend.
- Möglichkeiten der Netzbetreiber sehr eingeschränkt, auch auf unteren Netzebenen Maßnahmen zu treffen (z.B. zur Vermeidung von Rückspeisung)



Vorschlag

Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot ermöglichen

- Option 1: Instrument „Zuschaltbare Lasten“ weiterentwickeln, Nutzung auch auf Verteilnetzebene, regionaler Bietermarkt
- Option 2: EE-Zeitfenster bei hoher regionaler Einspeisung einführen, gezielterer Einsatz von aus Netzsicht geeigneten Verbrauchern möglich
- Option 3: Mehrverbrauch im Verteilnetz nach Strommarktpreissignal ermöglichen ohne Auswirkung auf Netzentgelte → für alle Nutzer im betroffenen Netzgebiet

Wirkung

- **Wenn technisch sinnvoll, wird die dargebotsbezogene Nutzung von EE erhöht**
- **Stärkerer Einbezug der Verteilnetzebene, Erhöhung der Systemeffizienz**

NEUE ANSÄTZE: NETZANSCHLUSSKAPAZITÄT

Status Quo

- Netzanschlusskapazität (NAK) ist vertraglich vereinbarte Größe und wichtiger Faktor bei der Netzdimensionierung
- NAK hat aktuell nach Netzanschluss keinen Bezug mehr zu Netzentgelten (ggf. Baukostenzuschuss durch Netznutzer)
- Signifikante Nichtausnutzung führt zu Ineffizienz in der übergeordneten Netzplanung und Überkapazitäten in den vorgehaltenen Netzen



Vorschlag

NAK in Netzentgelten berücksichtigen

- Option 1: Netzentgeltbestandteil NAK könnte zu einer stärkeren Berücksichtigung des Faktors führen. Wechselwirkung mit anderen Regelungen zu prüfen (weniger Fokus auf verbrauchsabhängige Faktoren)
- Option 2: Regulatorische Ansätze für eine effizientere NAK-Nutzung, Stärkung der rechtlichen Position des Netzbetreibers bei dauerhafter Nichtausnutzung der NAK

Wirkung

- **Reduktion von Überkapazitäten, effizientere Netzplanung, langfristig höhere Kosteneffizienz**
- **Abhängig von Ausgestaltung besteht Risiko, Flexibilitätsanreize zu verringern**

NEUE ANSÄTZE: EINBEZUG DISKONTINUIERLICHER VERBRAUCHER

9

Status Quo

- Verschiedene, sehr stromintensive Prozessarten, können aufgrund ihrer grundlegenden Charakteristik nicht an bestehenden Flexibilitätsmechanismen teilnehmen
- Sie wirken relativ stark netzbelastend, technische Möglichkeiten zu einer verbesserten Ansteuerbarkeit basierend auf Netzsignalen sind vorhanden

Vorschlag

Flexibilisierungsmöglichkeiten diskontinuierliche Verbraucher nutzen

- Beitrag zur Systemstabilität durch temporäre Nicht-Einschaltbarkeit (Leistungsreduktion, Nicht-Erhöhung bzw. Nicht-Einschaltung)
- Sehr spezifische Wirkung im Anschlussnetzgebiet
- Handlungsraum für Netzbetreiber muss definiert werden.

Wirkung

- **Neue Flexibilitätspotenziale können identifiziert und ggf. erschlossen werden**
- **Standardisierter Flexibilitätsmechanismus problematisch, Bedarf stark abhängig von Situation im Netzgebiet**

NEUE ANSÄTZE: WEITERENTWICKLUNG DER REGELUNGEN DER ABLAV

Status Quo

- Weiterentwicklung der AbLaV-Produkte und Anforderungen in 2016 sollte mehr Teilnehmer und mehr Kosteneffizienz ermöglichen
- Aktuelle Regelungen schließen immer noch die Teilnahme vieler Prozesse/Akteure aus

Vorschlag

Weiterentwicklung der AbLaV

Durch Weiterentwicklung der Teilnahmebedingungen mehr mögliche Marktteilnehmer:

- Mindestleistung reduzieren
- Kürzere Zeitscheiben für Vorhaltung/Erbringung
- Pooling ermöglichen
- Lasten auf nachgelagerten Mittelspannungsebenen einbeziehen
- Vereinfachte Präqualifikation für Bandlasten
- Datenanbindungsanforderungen reduzieren

Wirkung

- **Erhöhung des Wettbewerbs im Flexibilitätsmechanismus AbLaV**
- **verstärkte Auseinandersetzung mit eigenem Flexibilisierungspotenzial**

NEUE ANSÄTZE: KOMBINIERTE BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN UND FLEXIBILITÄT

Status Quo

- Dienstleistungen wie die Momentanreserve zukünftig möglicherweise von entscheidender Bedeutung, heute jedoch noch keine Produktstruktur hierfür
- Aktuell verschiedene Möglichkeiten und Hindernisse für Industrieunternehmen, Flexibilität und Systemdienstleistungen für den Energiemarkt anzubieten.



Ausblick

- Weiterentwicklung der Strukturen und Produkte der Regelleistungsmärkte, um Angebot industrieller Flexibilität zu ermöglichen
- Bedarfsanalyse für Momentanreserve und weiteren Mechanismen zur Frequenzhaltung notwendig
- Auch Beitrag zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach Systemausfall denkbar

Beispiel: Trimet SE (Aluminiumhersteller)

- Weiterentwicklung des ansonsten sehr konstanten Aluminiumelektrolyseprozesses, Flexibilisierbarkeit um 25% (entspricht $\pm 22\text{MW}$) innerhalb von Sekunden möglich
- Je nach Rahmenbedingungen bis zu $\pm 170\text{MW}$ Flexibilität deutschlandweit erreichbar
- Auch sehr hohe technische Anforderungen (PRL, Momentanreserve) können erfüllt werden

Wirkung

- **Wenn Beitrag der Industrie zur Systemstabilität breiter gedacht wird, kann Bedarf an anderen Mechanismen und gesonderten Investitionen dafür ggf. reduziert werden**

NEUE ANSÄTZE: BERÜCKSICHTIGUNG VON FLEXIBLEN LASTEN BEI RESERVEMECHANISMEN

Status Quo

- Strommarktgesetz: Einführung von Reservemechanismen in Deutschland, Netzreserve und Kapazitätsreserve
- Netzreserve: Übergangsinstrument zur Aufrechterhaltung der netzbedingten Systemsicherheit (vorübergehende Maßnahme)
- Kapazitätsreserve: Vorhalten von Kapazitäten im Falle von kurzfristigen Leistungsbilanzdefiziten



Vorschlag

Berücksichtigung flexibler Lasten bei Reservemechanismen

- Anstelle einer kraftwerksseitigen Leistungserhöhung könnte eine lastseitige Leistungsreduktion denselben systemischen Effekt erzielen.
- Zu klären, ob und unter welchen Bedingungen Lasten an Reservemechanismen sinnvoll teilnehmen können

Beispiel: UPM (Papierhersteller)

- Mehrere Standorte in ganz Deutschland, Möglichkeit zur konzernweiter, werksübergreifender Last- und Prozessteuerung.
- Angebotspotenzial: 100 MWel für die Dauer von 7 Tagen, einmalig innerhalb 3 Monaten, 200 MWel für die Dauer von 2 Tagen, einmalig innerhalb 3 Monaten, 50 MWel für die Dauer von 2 Tagen, einmalig innerhalb eines Monats

Wirkung

- **Verminderung der vorzuhaltenden oder sogar neu zu errichtenden Kraftwerkskapazität**



INDUSTRIE- UND KLIMAPOLITISCHE ASPEKTE

KURZFRISTIGE PERSPEKTIVE: DIE BERECHNUNGSMETHODIK DES PHYSIKALISCHEN PFADS IM KONTEXT GEPLANTER KRAFTWERKSABSCHALTUNGEN

Status Quo

- strukturelle Veränderungen in der Stromerzeugung (z.B. Atomausstieg) im Zuge der Energiewende führen zu längeren physikalischen Pfaden
- Betrifft v.a. große Teile von Süddeutschland
- Dadurch Risiko massiver Kostensteigerungen für betroffene Netznutzer



Vorschläge

Berechnungsmethodik anpassen

- Option 1: Bestandsschutz durch Einfrieren des aktuellen physikalischen Pfads
- Option 2: Bestandsschutz durch Veränderung des Zielpunkts des physikalischen Pfads (Netzknoten im Wirkungsbereich des wegfallenden Kraftwerks)
- Option 3: Änderung der Systematik, Aufhebung des physikalischen Pfads

Beispiel: Fallbeispiel Verallia Deutschland AG

- Für einen Standort wird der physikalische Pfad aktuell zum AKW Gundremmingen gerechnet
- Nach Schließung des AKW wird der physikalische Pfad zu einem weiter entfernten Kraftwerk zu Stromkostensteigerungen in Höhe von ca. 10-20% Standort führen
- Steigerung nicht kompensierbar im europäischen und internationalen Wettbewerb

Wirkung

- **Keine Schlechterstellung der betroffenen Netznutzer**

MITTELFRISTIGE PERSPEKTIVE: DER EINFLUSS VON NETZENTGELTEN AUF DAS CARBON LEAKAGE-RISIKO

Status Quo

- Bei starker Steigungsdynamik entwickeln Netzentgelte sich zum Einflussfaktor auf Carbon Leakage-Risiko → Hoher internationaler Wettbewerbsdruck kann klimapolitisch kontraproduktiv wirken (z.B. durch Standortverlagerungen)
- Aktuell Risikomanagement nur eingeschränkt möglich, hohe Investitionen (z.B. für Flexibilisierung) können nicht langfristig abgesichert werden → geringe Planungssicherheit bzgl. der Entwicklung der Komponenten von Energiekosten



Vorschläge

Eckpunkte für ein Steuerungsinstrument

- Zielebenen klar definieren: Industriepolitische Ziele und netzdienliches Verbrauchsverhalten getrennt regeln, aber aufeinander beziehen.
- Regelungsdesign ohne Fehlanreize: Stufenfunktionen vermeiden, geeignete Parameter einbeziehen (z.B. Stromverbrauch und Stromintensität)
- Referenzsystem entwickeln, z.B. einen internationalen Strompreisindikator. Entwicklung des Prozesses, Erhebung und Sicherung sensibler Daten müssen im politischen und europarechtlichen Kontext passieren (Novellierung Beihilferichtlinie)

Wirkung

- **Steuerungsqualität und Planbarkeit werden verbessert**
- **Bei geeigneter Ausgestaltung: effizientere Erreichung und Zusammenführung von industrie-, energie-, und klimapolitischen Zielen**

VIELEN DANK

www.dena.de