



Lokale Strompreise in Deutschland

Der Schlüssel zu günstigem Strom?

30. April 2025

Agora
Energiewende

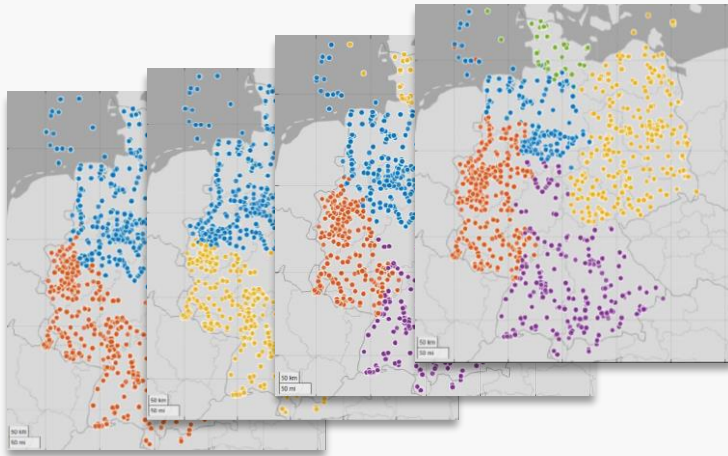


Die Eignung der einheitlichen Strompreiszone für ein zunehmend dezentrales Stromsystem wird kontrovers diskutiert.

Bidding Zone Review

Überprüfung der Markteffizienz von Preiszonen

Veröffentlichung 28.04.2025



Koalitionsvertrag

Einerseits: Beibehaltung der einheitlichen Stromgebotszone.



Andererseits: Erstmals öffentlich wahrnehmbare Diskussion auf bundespolitischer Ebene zum Zuschnitt von Strompreiszonen.

Zwölf EnergieökonomInnen

Plädoyer für lokale Strompreise



Einigkeit, dass einheitliche Preiszone mit Blick auf die Kosten zunehmend ineffizient ist.

Debatte ums Zielsystem: große Preiszonen, lokale Preise oder nodale Preise je Netzknoten?

Zusammenfassung

- 1** Der einheitliche Strompreis in Deutschland ist blind für die Auslastung des Übertragungsnetzes und sendet damit zunehmend problematische Fehlanreize an Verbraucher, Speicher und Erzeuger.
- 2** Lokale Strompreise können die meisten Eingriffe der Netzbetreiber vermeiden.
- 3** Durch die Einführung lokaler Preise würden die Strompreise für den Großteil der Verbraucher sinken; benachteiligte Unternehmen können ohne zusätzliche Haushaltsmittel kompensiert werden.
- 4** Ein lokal organisierter Strommarkt steigert die Kosteneffizienz eines klimaneutralen Stromsystems.

Agenda

- Präsentation der Ergebnisse
 - Vorstellung des Tools
 - Fazit
 - Q&A
-

LOKALES AGORAMETER

AUSWIRKUNG LOKALER PREISE ANSTELLE DER HEUTIGEN EINHEITLICHEN STROMPREISZONE

Webinar, 30.4.2025

Dr. Kaspar Knorr, Jakob Kopiske



Gliederung

1. Modellierungsarbeiten für die Studie (2019-2023) und den Live-Betrieb
2. Studienergebnisse
3. Zusammenfassung

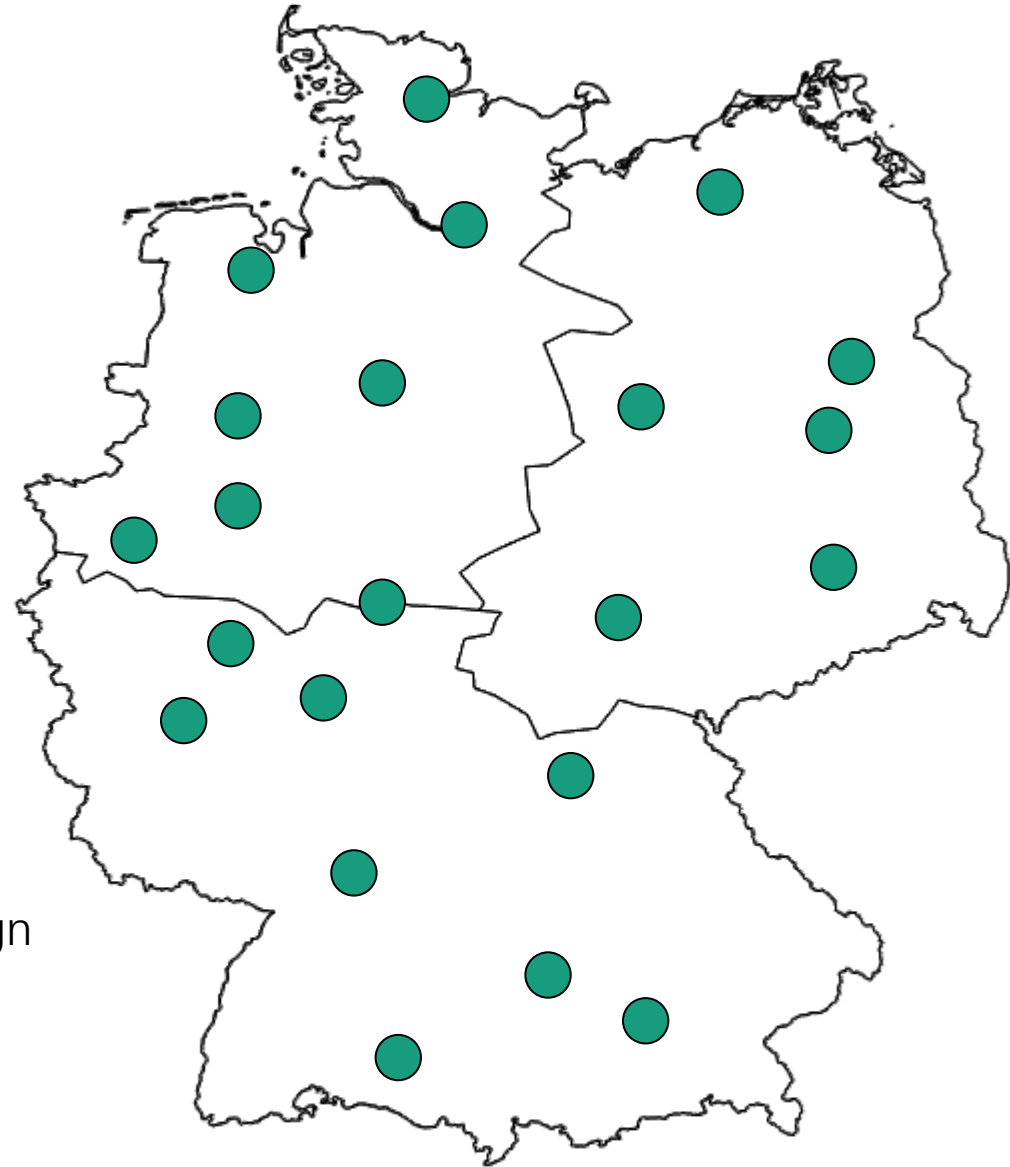
Strompreiszonensplitting

Untersuchte Varianten

1. Einheitliche Strompreiszone
2. Drei Strompreiszonen* (zonales Strommarktdesign)
3. 22 Hubs (lokales Strommarktdesign)

Untersuchungszeitraum: 2019 bis jetzt

- kein Zukunftsszenario, sondern rückwirkende Analyse mit validierten Systemdaten
- Studie für 2019 bis 2023
- für Einheitszone, zonales und lokales Strommarktdesign
- Live-Betrieb ab 2024 bis jetzt
- nur für lokales Strommarktdesign
 - Prognosen zur Abbildung des Day-Ahead-Marktes

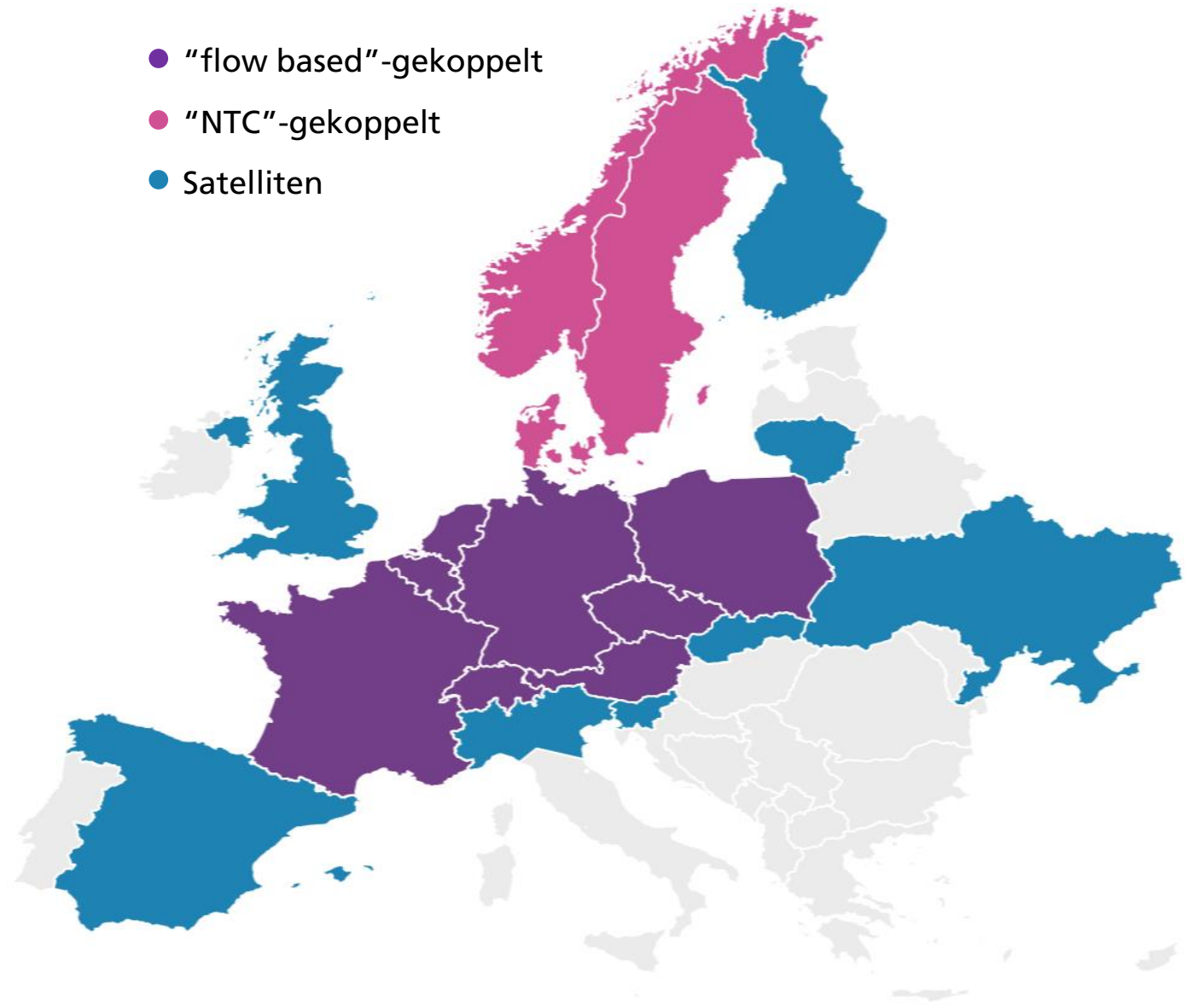


Strompreiszonensplitting

Modellierung der europaweiten Auswirkungen

- Berücksichtigung von Deutschland und Nachbarländern
 - EE-Erzeugungen und Stromverbräuche in Deutschland (auf PLZ-Ebene) und in den Nachbarländern
- Berücksichtigung des (deutschen) Übertragungsnetzes
 - über 800 Leitungen
 - über 500 Transformatoren und Umspannwerke

→ Um Wirkung auf kritische Netzelemente abzubilden
- Strommarktmodellierung* & Netzberechnungen
 - Kraftwerkseinsatz in Deutschland und Nachbarländern (Minimierung der Betriebskosten)
 - Berechnung von Netzauslastung & Redispatch (Minimierung der Redispatchkosten)
- „Satellitenregionen“ werden mit veröffentlichten Ex-/Importflüssen modelliert



* Weiterführende Informationen zur Modellierung unter "Lokale Strompreise - Dokumentation" (<https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/locational>) und unter

"Aligning Electricity Markets with Physics: Insights from Close-to-Live Electricity Market Simulations of German Bidding Zone Splits and Locational Prices" (<https://doi.org/10.24406/publica-4241>, geplant für Mai 2025).

Studie und Live-Plattform

Untersuchungen (Übersicht)

	Einheitliche Strompreiszone	Zonales Strommarktdesign	Lokales Strommarktdesign
Anzahl an Strompreiszonen/ Hubs in Deutschland	1 	3 	22 
Dispatch / Kraftwerkseinsatz im europäischen Strommarkt	Keine räumliche Steuerung im Dispatch	Begrenzte räumliche Steuerung im Dispatch	Netzkonformer Dispatch
Studie für 2019–2023 inkl. Validierung und Backtesting	Wirkung auf bestehende Anlagen : Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, EE-Anlagen		
	Wirkung auf neue Flexibilitätsoptionen mit noch geringer Durchdringung: E-Pkw, Wärmepumpen, Großbatterien, PV-Batteriespeicher, Elektrolyse		
Redispatch / Netzengpassmanagement in Deutschland	Hoher Redispatchbedarf	Tendenziell geringerer Redispatchbedarf	Kein bzw. vernachlässigbarer Redispatchbedarf
	Zuschalten/Abschalten von Kondensations-Kraftwerken, Pumpspeicher, große Batteriespeicher, EE-Abregelung		—
Öffentlich verfügbare live* Plattform	 Agorameter		 Lokales Agorameter

* Zeitnah, geringe Verzögerung der aktuellen Daten aufgrund der Datenverfügbarkeit. Stündliche Aktualisierungen, Locational Agorameter einschließlich Prognosen

Gliederung

1. Modellierungsarbeiten für die Studie (2019–2023) und den Live-Betrieb

2. Studienergebnisse

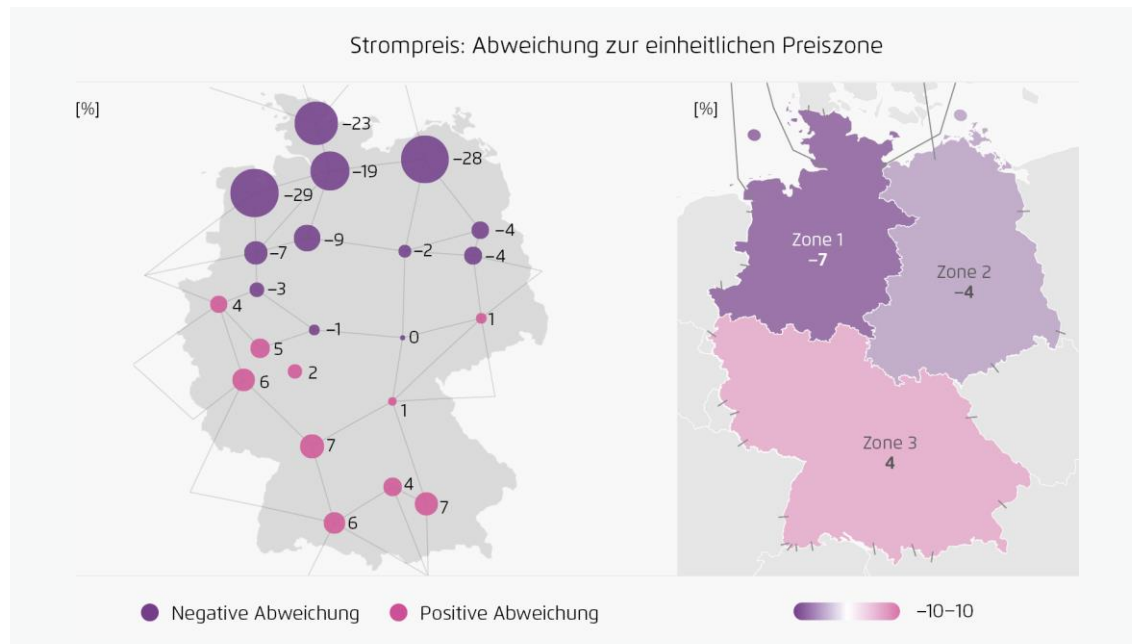
- Strompreise (räumlich, zeitlich, Mittelwerte)
- Marktwerte / Markterlöse
- Engpassrenten
- **Zwischenfazit: Gesamtsystemkosten**
- Flexibilitätserlöse
- Redispatchbedarf & -kosten
- **Ausblick: Strompreiszonen-Konfiguration**

3. Zusammenfassung

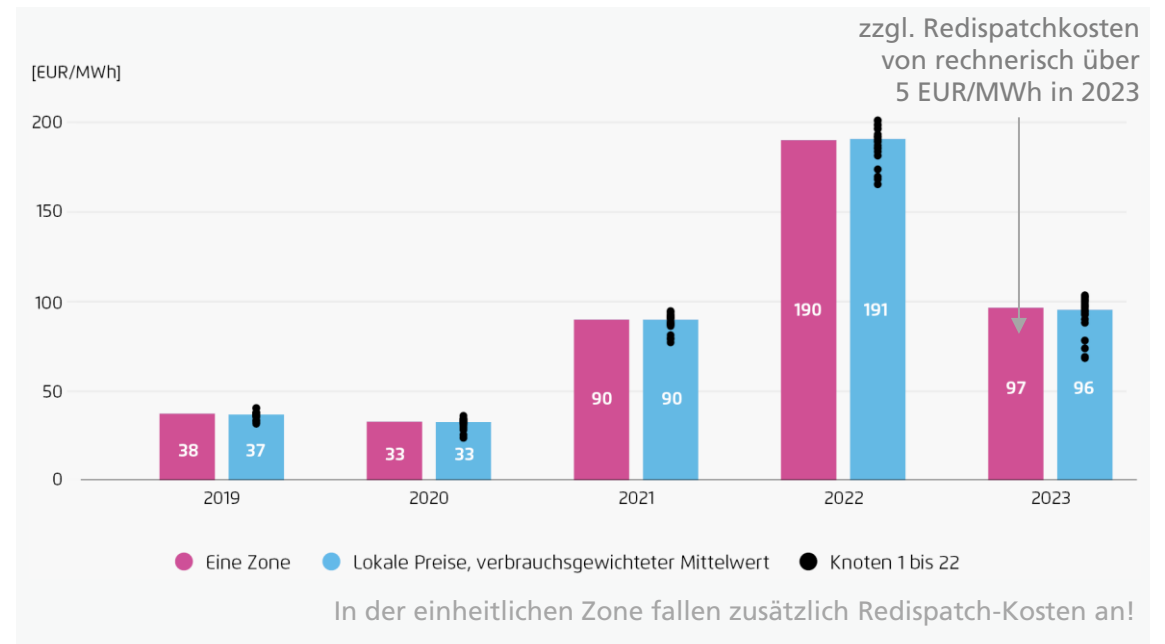
Mittlere Börsenstrompreise 2019–2023

Lokale Preise senken die Stromkosten in den meisten Hubs sowie im verbrauchsgewichteten Mittel

Mittlere Abweichung vom Börsenstrompreis der einheitlichen Strompreiszone 2023 [%]



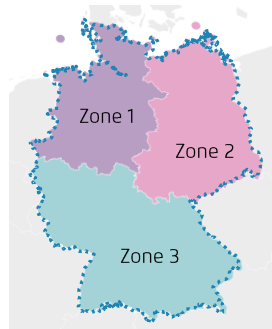
Modellierte Börsenstrompreise in den lokalen Preis-Hubs im Vergleich zur einheitlichen Zone



- Industrielle Verbraucher im Süden haben im lokalen Preissystem höhere Stromkosten, im Falle vergünstigter Netzentgelte partizipieren sie zudem nur gedämpft an den Kostenvorteilen → Lösungsansatz: Kompensation durch inländische Engpassrenten

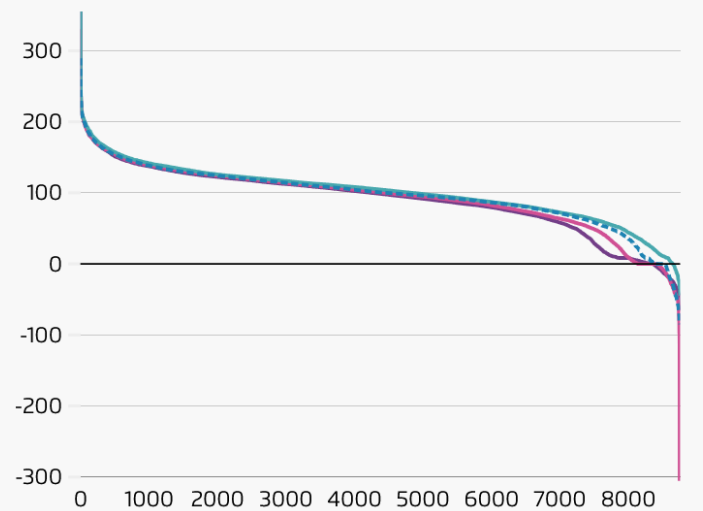
Jahresdauerlinien und Zeitreihen 2023

Preisschwankungen im Norden höher, lokale Preise mit höheren Schwankungen als zonale



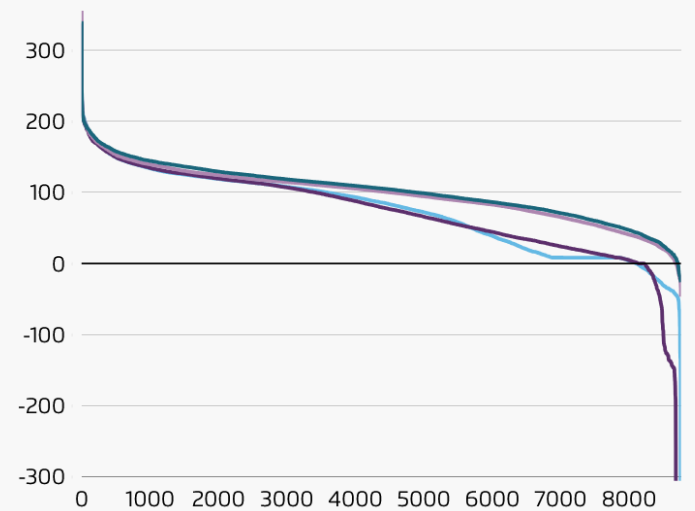
Jahresdauerlinie 2023 – Zonen

Börsenstrompreis in [EUR/MWh]

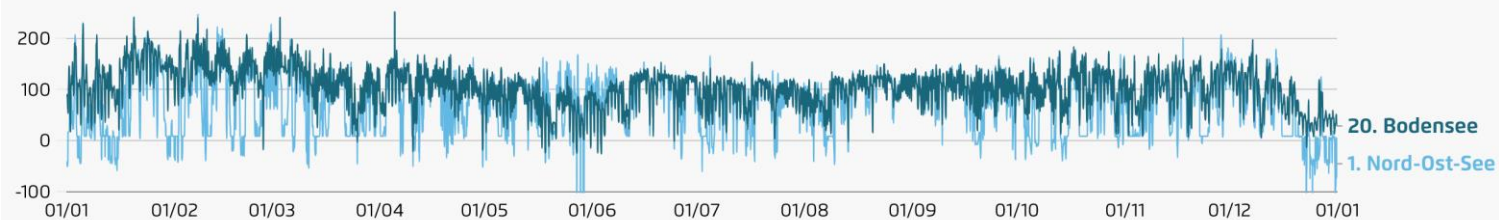


Jahresdauerlinie 2023 – Hubs

Börsenstrompreis in [EUR/MWh]



Börsenstrompreise 2023 [EUR/MWh]



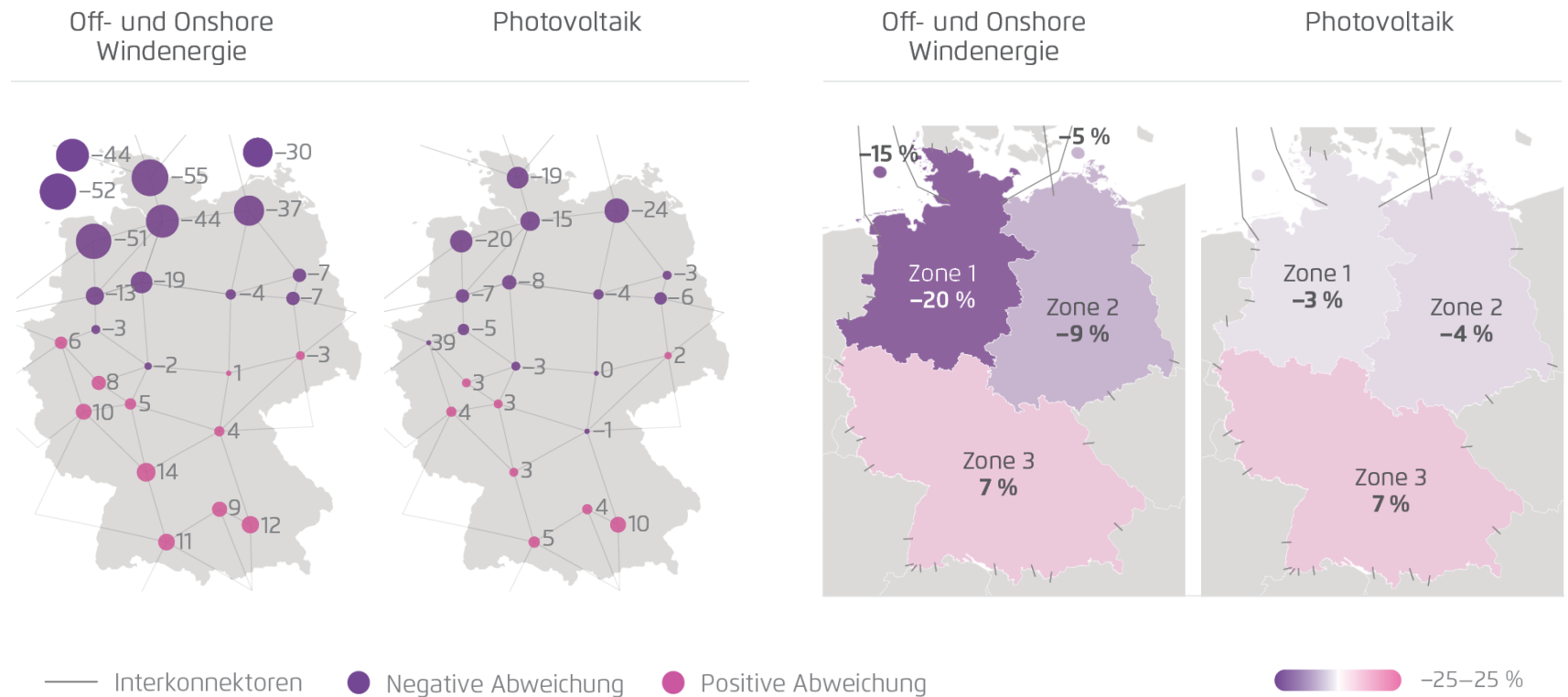
Marktwerte / Markterlöse Erneuerbare Energien 2023

Herausforderung Windkraft

Erneuerbare Energien

- Marktwert EE: Effekt für Windenergie größer als für PV
- Effekte insb. im Norden:
 - Zunahme Marktprämienzahlung
 - Umsetzung Offshore?
 (Gebote von 0 ct/kWh)
- Für Bestandsanlagen Kompensation über das EEG-Konto nötig

Marktwert: Abweichung zur einheitlichen Strompreiszone [%]



Inländische Engpassrenten 2023

Potenzial für Kompensationsmaßnahmen

- Engpassrente
= Stromhandel zwischen 2 Zonen * Preisdifferenz
- Ausland
 - Aufteilung 50/50 auf angrenzende Marktgebiete
 - Einfluss Marktdesign je nach Grenze etwas unterschiedlich
 - Reduktion Ringflüsse
- Zusätzliche Einnahmen durch neue inländische Engpassrenten
→ Für Reduktion Netzentgelte oder Kompensationsmaßnahmen?

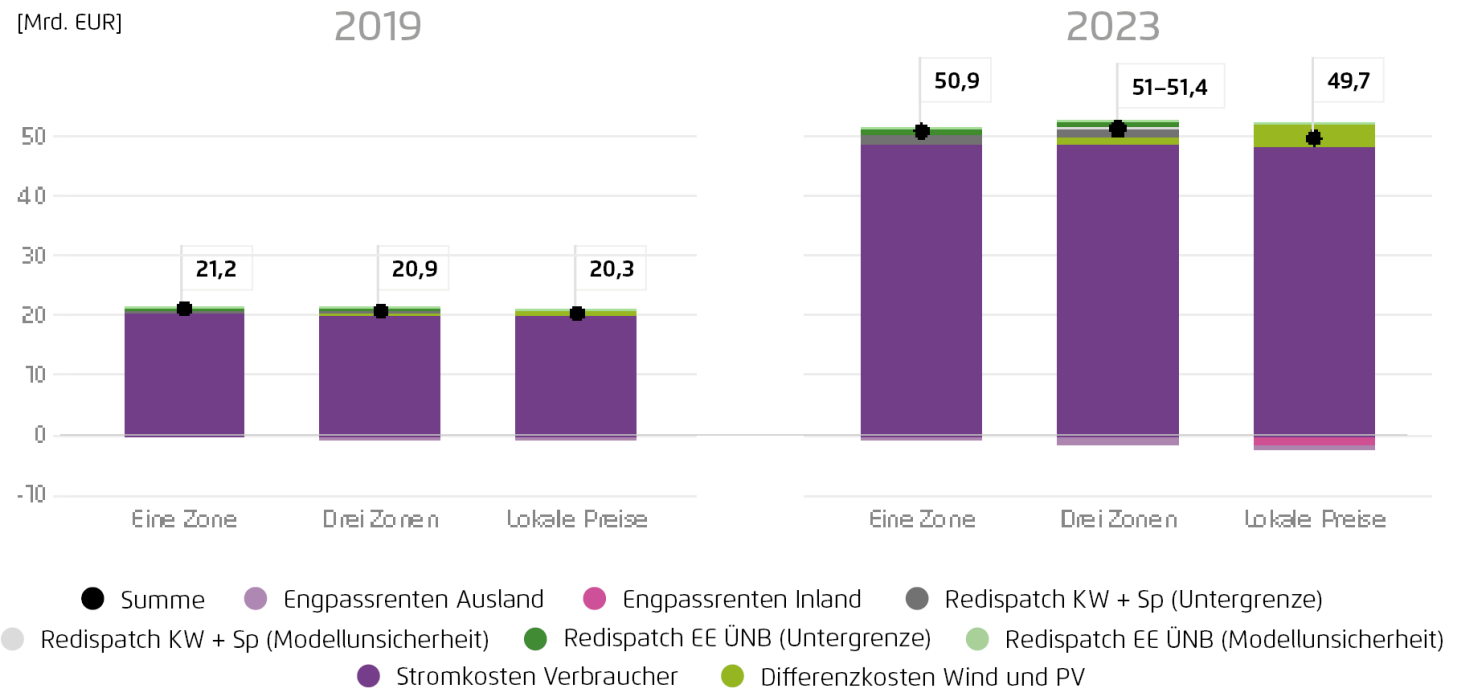
Mio. Euro	Einheitszone	zonal	lokal
Engpassrenten Ausland	632	588	658
Engpassrenten Inland	–	678	1.816

Gesamtsystemkosten 2019 vs. 2023

in Relation zu den absoluten Stromkosten begrenzte Auswirkung von geänderten Strommarktdesigns

- Auswirkungen des Marktdesigns auf
 - Strompreis
 - Redispatch (nächste Folien)
 - Engpasserlöse
 - Kompensation der Kostendeckung für Wind- und Solarenergie
 - Potenzial von Marktdesignänderungen für wirtschaftliche Einsparungen (ohne Berücksichtigung von Marktmacht oder Verteilungsfragen zwischen Verbrauchern und EE-Erzeugern bundesweit und regional)
 - Begrenzte Auswirkungen von Marktdesignänderungen auf die Endverbraucherpreise
- **Noch ist der kostenbasierte Redispatch eine tragfähige Option**

Analyse vom Marktdesign abhängiger Gesamtsystemkosten 2019 und 2023



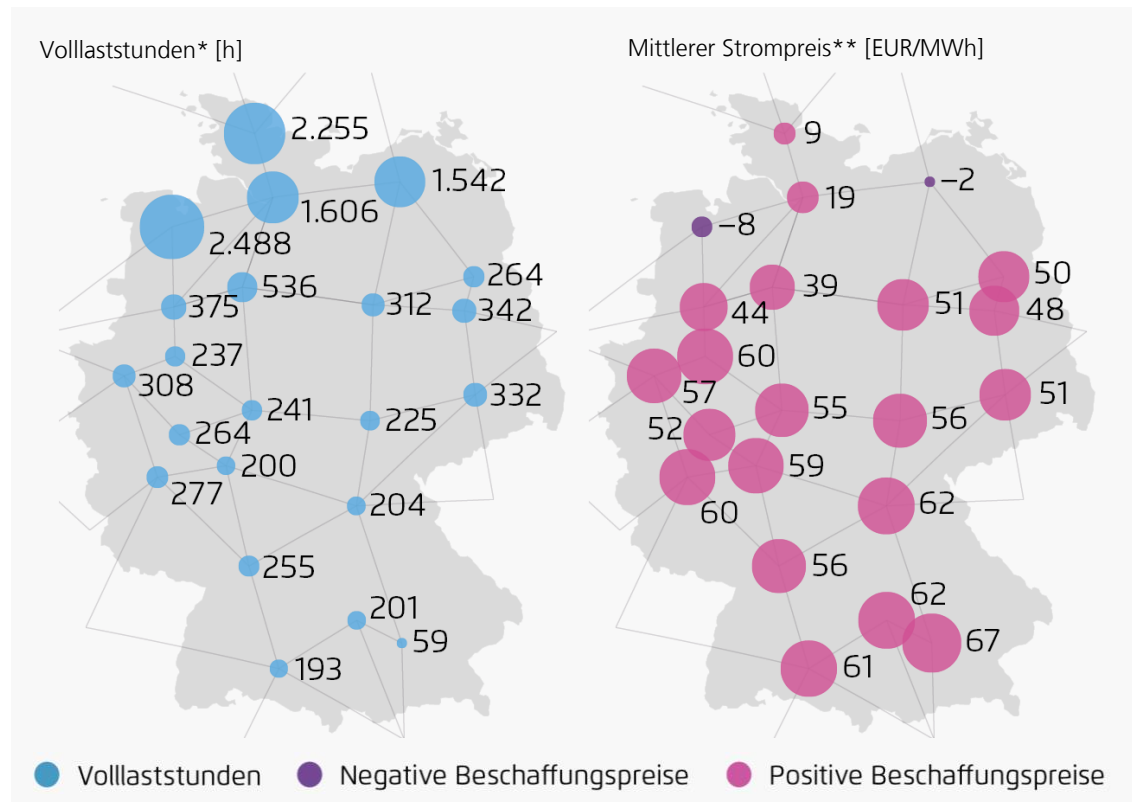
Disclaimer: Zusätzliche Kostensenkung möglich, wenn lokale Preise örtlich benötigte Investitionen an günstige Standorte im Stromnetz lenken.

Aber: Der einheitliche Strompreis sendet Fehlanreize an Verbraucher und Erzeuger

- Kostenbasierter Eingriff in die Kraftwerksfahrpläne durch die Netzbetreiber im Redispatch
(Redispatch 2.0 = konv. Kondensationskraftwerke und Großspeicher + nachrangige Abregelung von EE und KWK)
ist volkswirtschaftlich nur noch so lange eine sinnvolle Option, bis flexible Verbraucher großskalig auf den Strompreis der Einheitszone reagieren und sich Einsatzzeiten von Kondensationskraftwerken drastisch reduzieren
- Flexible Verbraucher und Speicher sind ein notwendiges Element des klimaneutralen Stromsystems
- Übergang zu lokalen Preisen im Interesse dauerhaft günstiger Verbraucherstrompreise

Der lokale Strompreis ist gleichzeitig ein wichtiges Signal für Anlageneinsatz und Investitionen

Beispiel Elektrolyseure: Volllaststunden und mittlerer Strompreis für 2023



- Mit steigender Nachfrage im Norden, z.B. durch Investitionen in insbesondere Elektrolyseure und teilweise Großbatterien im Norden
 - kann das Netz effizienter genutzt werden
 - können die EE-Strommarkterlöse erhöht werden
- Denn: Lokale Preise erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren in der Nähe von Stromerzeugungszentren im Norden stark und stellen sicher, dass günstiger Grünstrom für die Wasserstoffproduktion genutzt wird.
- In der Nähe der Nachfragezentren im Süden werden Investitionen in erneuerbare Energien wirtschaftlicher, da dort flexible Kunden für den Strom engpassfrei erreichbar sind.

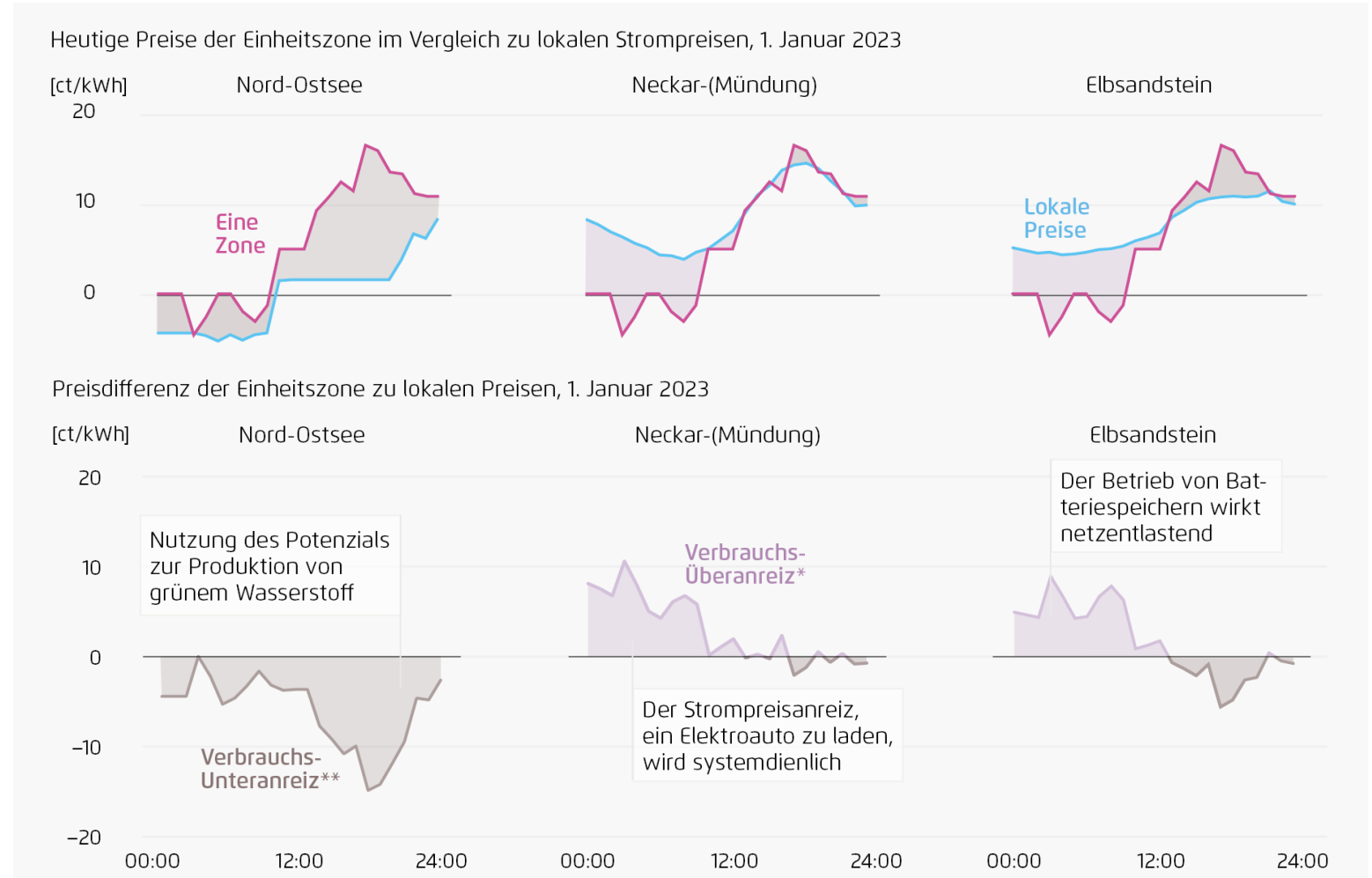
Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Niedrigere Stromkosten durch besseres Marktdesign.

*Bei einem Betrieb unter 20 EUR/MWh. ** Bei einem Betrieb von 3.000 Volllaststunden jährlich und mindestens 180 Volllaststunden monatlich.

Flexibilität

Lokale Strompreise beseitigen Über- und Untereinreize für flexiblen Stromverbrauch

- Preisliche Untereinreize mit zu schwachen Verbrauchersignalen erschweren die Nutzung erneuerbaren Stroms im Norden.
- Preisliche Überanreize der einheitlichen Preiszone verstärken Netzengpässe durch zusätzlichen Stromverbrauch im Süden
- Diese zu hohen und zu niedrigen Preisanreize treffen zukünftig auf eine stetig wachsende Zahl dezentraler, flexibler Stromverbraucher.



Redispatch Ergebnisse 2023

Aufteilung in 3 Zonen bietet nur wenig Vorteile im Redispatch*

Redispatch

22 Preise

0 TWh
0 Mrd. EUR.

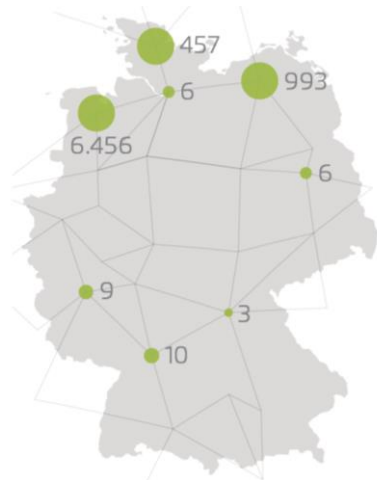
3 Zonen

25,6–27,9 TWh
2–2,4 Mrd. EUR.

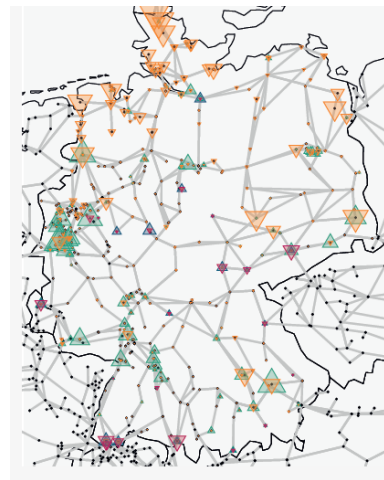
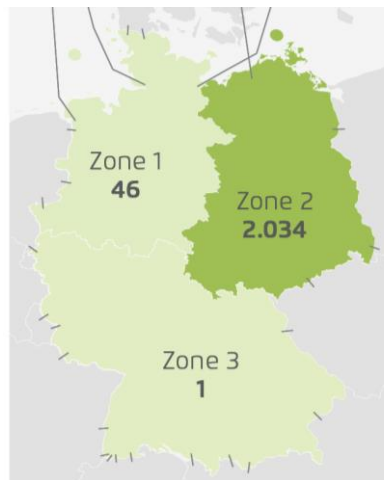
1 Zone

28,3 TWh
2,5 Mrd. EUR.

Marktliche EE-Abregelung



Gesamter Redispatch



0,5 TWh ▲ ▲ 1 TWh
▲ Erzeugung erhöhen
▼ Erzeugung reduzieren
▲ Pumpspeicherleistung erhöhen
▼ Pumpspeicherleistung reduzieren

**Marktliche
EE-Abregelung**

7,9 TWh

2,1 TWh

0,5 TWh

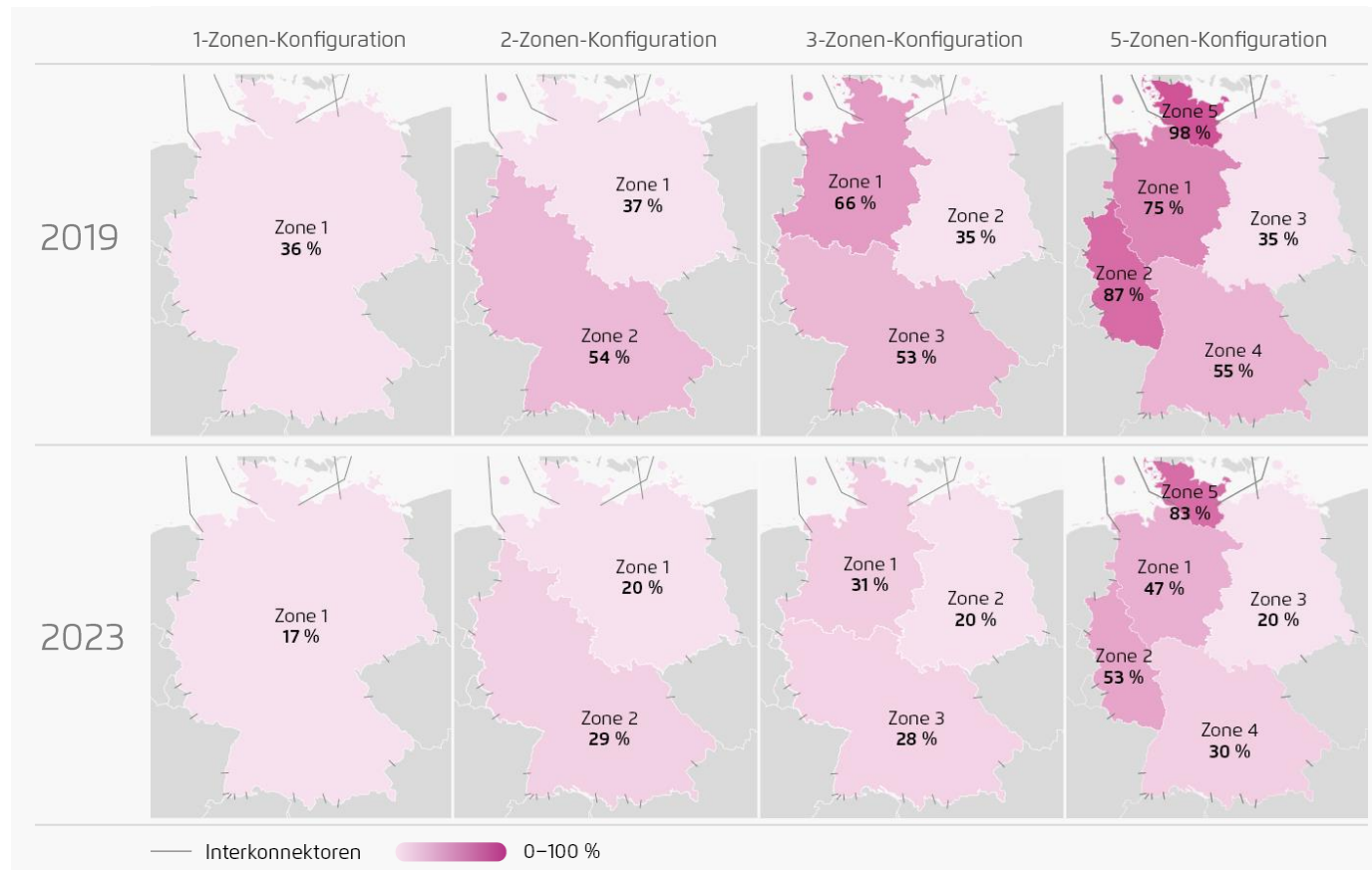
- Erst lokale Preise verhindern kostenbasierten Redispatch (EE-Abregelungen + konv. Kraftwerke und Speicher) verlässlich
- Drei Preiszonen verbessern die Situation und reduzieren die Kosten, sind aber noch nicht granular genug (vgl. Zone 2)
- Kleinere Preiszonen bieten Chance für Einbindung der Last-Flexibilität in einen neuen marktbasieren Redispatch für geringere Restabweichung

*Das gilt selbst dann nicht, wenn dadurch die europäische Verpflichtung zur Vorhaltung von Grenzleitungs-kapazität für den europäischen Stromhandel politisch abgeschwächt wäre.

Strompreis-zonen-Konfiguration

Bewertung des Zonenzuschnitts über Preisgleichheit benachbarter Hubs

Strompreis-konvergenz: Anteil der Stunden im Jahr, in denen die Preise der modellierten Hubs innerhalb einer Zone bis auf ± 1 EUR pro MWh übereinstimmen



- Vergleich der Acer-Zonen-Konfigurationen (2 bis 5 Gebotszonen) basierend auf Hub-Preisen → Wie oft haben Hubs innerhalb einer Acer-Zone den gleichen Strompreis?
- Die lokalen Hub-Preise innerhalb der jeweiligen Zone konvergieren stärker je kleiner die Zonen werden.
- Aber immer sehr heterogene Preise innerhalb der südlichen und östlichen Zonen → auch 5 Zonen erscheinen noch zu groß

Gliederung

1. Modellierungsarbeiten für die Studie (2019-2023) und den Live-Betrieb
2. Studienergebnisse
3. Zusammenfassung

Zusammenfassung

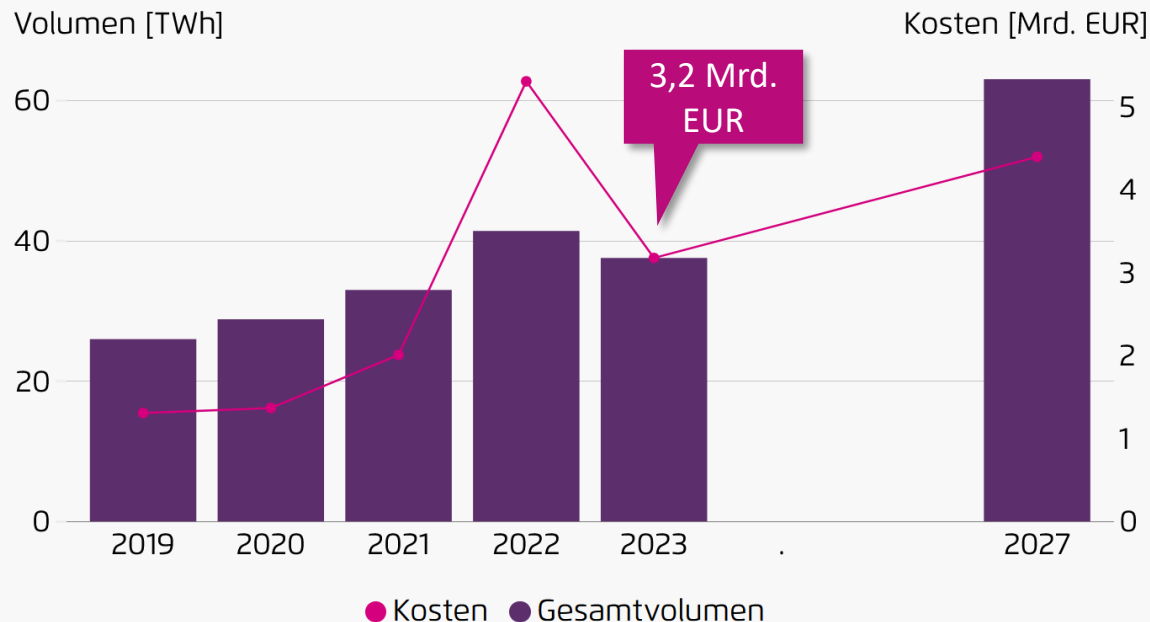
- Die lokalen Strompreise können **regional stark unterschiedlich** sein, der **gewichtete Mittelwert ähnelt aber dem der einheitlichen Strompreiszone**
- EE-Marktwerte sinken im lokalen System → Herausforderungen **EEG-Finanzierung** und Umsetzung **Offshore-Windparks**
- **Flexibilitätsoptionen** werden im lokalen System netzverträglicher eingesetzt (**statische Effizienz**), Wirkung für **Investitionsanreiz** (dynamische Effizienz) ist mit Ausnahme **Elektrolyse** begrenzt
- Die **marktliche EE-Abregelung nimmt** im zonalen und lokalen System **zu**, der Redispatchbedarf fällt im lokalen System weg. **Bei einem groß-zonalen System sind die Einsparungen im Redispatch begrenzt.**
- Das zonale und lokale System erhöhen die **Engpassrenten** → **Freiheitsgrade für Verteilungsfragen**
- Einheitszone mit kostenbasiertem Redispatch ist derzeit noch tragfähig
→ aber **mittelfristige Lösung für zunehmende Lastflexibilität ist zu definieren**
 - Kleine Preiszonen bieten effiziente Anreize für systemdienlichen Verbrauch von dezentralen Flexibilitäten
 - Je kleiner die Preiszonen, desto zielgerichteter kann Redispatch vermieden werden und neue Flexibilität in Redispatch integriert werden
 - Großen Zonen mangelt es an Robustheit: Fortwährende Neuzuschnitte der Preiszonen vermindern Planungssicherheit, sie stören den Terminhandel empfindlich.

Agenda

- Präsentation der Ergebnisse
 - Vorstellung des Tools
 - **Fazit**
 - Q&A
-

Einheitlicher Strompreis ist blind für Übertragungsnetz-Auslastung. Konflikt zum Ziel niedrigerer Stromkosten und hoher Versorgungssicherheit.

Volumen und Kosten des Netzengpassmanagements



Wie zukunftsfähig ist das Redispatch-System?

- Künftig werden große Mengen Strom über weite Strecken zu Verbrauchern transportiert werden müssen (und auf dem Weg zwischengespeichert).
- Gleichzeitig brauchen wir viele flexible Verbraucher ins System. Sie können die Netze sowohl belasten (bei unkoordiniertem Einsatz) als auch entlasten (bei systemdienlichem Einsatz).
- Eine systemdienliche Steuerung über Redispatch ist dafür nicht zukunftsfähig: Redispatch steuert zentral, was bei der großen Zahl an kleinen Flexibilitäten an technische, rechtliche und Akzeptanz-Grenzen stößt.
- Mit lokalen Preisen würden sich Speicher und flexible Verbraucher selbst systemdienlich verhalten – da sie damit Geld verdienen.

Fazit

Auch wenn der Koalitionsvertrag an einer einheitlichen Strompreiszone festhält, sollte die künftige Bundesregierung ein Zielbild für einen lokal differenzierten Strommarkt erarbeiten. Dazu gehört eine mit den europäischen Partnern **abgestimmte Roadmap zur Umsetzung lokaler Preise:**

- 1. Ergänzung der Preiszone** um lokale Investitionssignale für eine sinnvolle geographische Verteilung von Erzeugungsanlagen und küstennahen Elektrolyseuren
 - 2. Etablierung eines liquiden Terminhandels** für lokale Strommärkte
 - 3. Kompensationsregeln** für von der Umstellung betroffene Industriebetriebe und flächendeckende Absicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbare Energien
- Ein Strommarkt mit lokalen Preisen steigert die Effizienz eines klimaneutralen Stromsystems, trägt zu dauerhaft günstigen Verbraucherstrompreisen und dem Erhalt des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit bei.

Zusammenfassung

- 1 Der einheitliche Strompreis in Deutschland ist blind für die Auslastung des Übertragungsnetzes und sendet damit zunehmend problematische Fehlsignale an Verbraucher, Speicher und Erzeuger.** Netzbetreiber müssen daraus resultierende Fehlplanungen korrigieren, indem sie etwa kurzfristig Windräder im Norden herunterregeln und Kraftwerke im Süden hochfahren („Redispatch“). Die Kosten sind zwischen 2019 und 2023 von 1,3 auf 3,2 Milliarden Euro gestiegen. Dies verschärft sich, wenn künftig mehr flexible Verbraucher und Speicher ans Netz kommen und auf falsche Preissignale reagieren.
- 2 Lokale Strompreise können die meisten Eingriffe der Netzbetreiber vermeiden.** Sie geben der Netzauslastung ein Preisschild und setzen damit marktliche Signale für den Kraftwerkseinsatz sowie für Stromverbrauch und Speicherung zu Zeiten, in denen Strom günstig vor Ort verfügbar ist. Erst so ist eine effiziente Einbindung von E-Autos, Batterien, Elektrolyseuren oder Wärmepumpen möglich. Dabei gilt: Erst wirklich granulare Preise setzen auf Dauer verlässlich die richtigen Anreize.

Zusammenfassung

- 3** **Durch die Einführung lokaler Preise würden die Strompreise für den Großteil der Verbraucher sinken; benachteiligte Unternehmen können ohne zusätzliche Haushaltsmittel kompensiert werden.** 2023 wäre somit der mittlere Strompreis um 6 Euro pro Megawattstunde (EUR/MWh) niedriger gewesen. Zugleich erlauben Einnahmen der Netzbetreiber – sogenannte Engpassrenten - eine gezielte Kompensation derjenigen Industrieunternehmen im Süden, die von Mehrkosten betroffen sind. Allerdings: Mit sinkenden Strompreisen steigt der Zuschussbedarf für Erneuerbare – getrieben durch die Erzeugung im Norden.

- 4** **Ein lokal organisierter Strommarkt steigert die Kosteneffizienz eines klimaneutralen Stromsystems.** Auch wenn der Koalitionsvertrag zunächst ein Festhalten an der einheitlichen Gebotszone vorsieht, sollte die Bundesregierung parallel eine europäisch koordinierte Roadmap entwickeln, wie ein lokal differenziertes Preissystem ausgestaltet werden kann. Ein erster Schritt kann die Ergänzung der Preiszone um lokale Investitionssignale sein. Vor Umstellung der Preisbildung sollten ein liquider Terminhandel für lokale Strommärkte etabliert und flächendeckend die Wirtschaftlichkeit von EE-Investitionen gesichert werden.

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie Fragen oder Anmerkungen?

Philipp Godron

Philipp.Godron@agora-energiewende.de

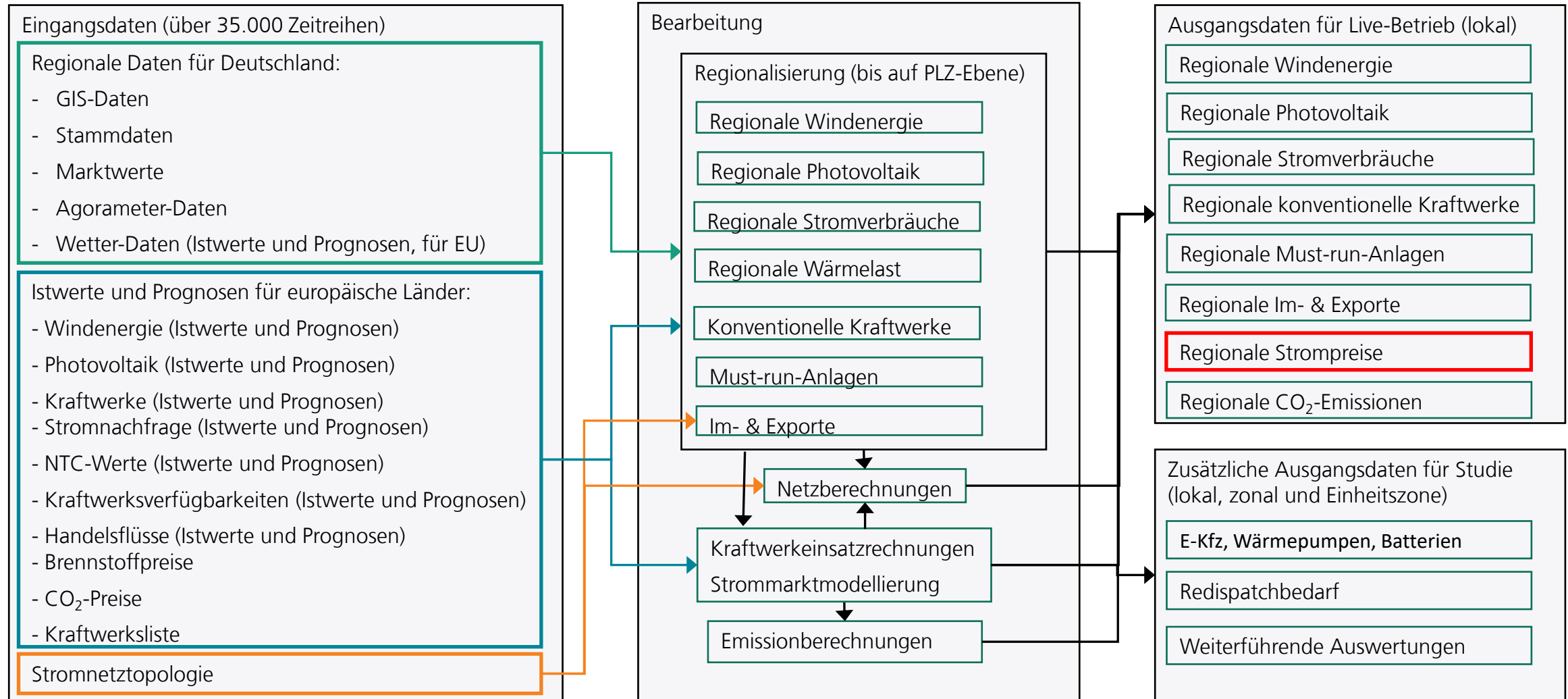
Kaspar Knorr, Jakob Kopiske, Norman Gerhardt
Fraunhofer IEE, Kassel

www.agora-energiewende.de

Anhang

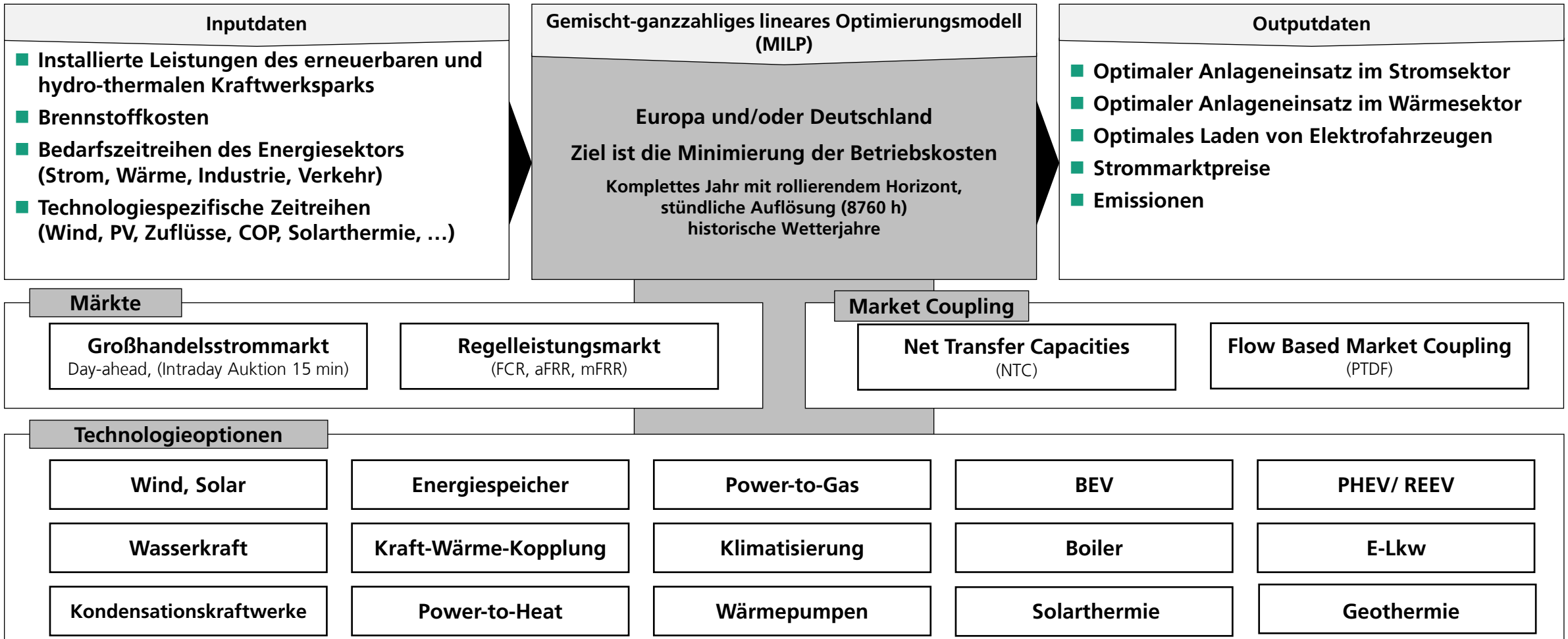
Schematische Darstellung der Datenflüsse

Stündliche Durchführung im Live-Betrieb



Strommarktmodellierung

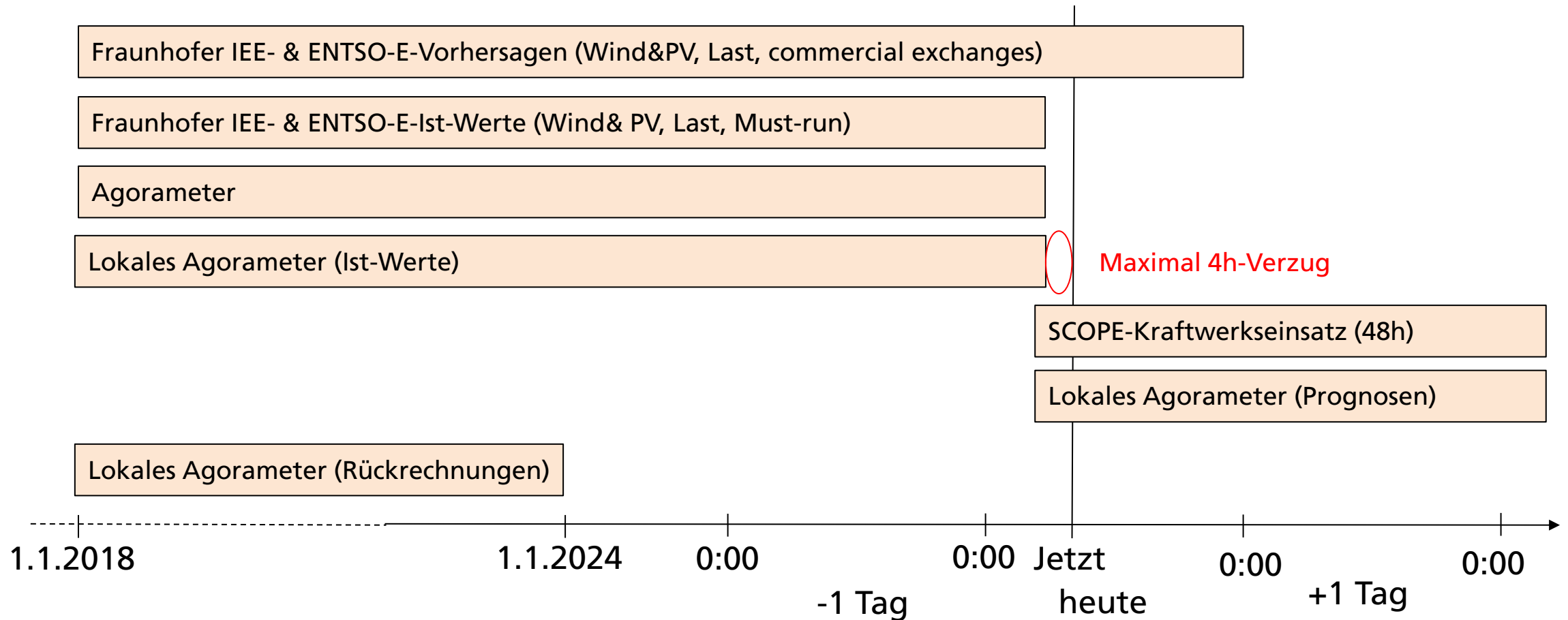
Kraftwerkseinsatz & Strompreisbildung



Lokales Agorameter

Schematische Darstellung der kontinuierlichen Datenflüsse – live-System

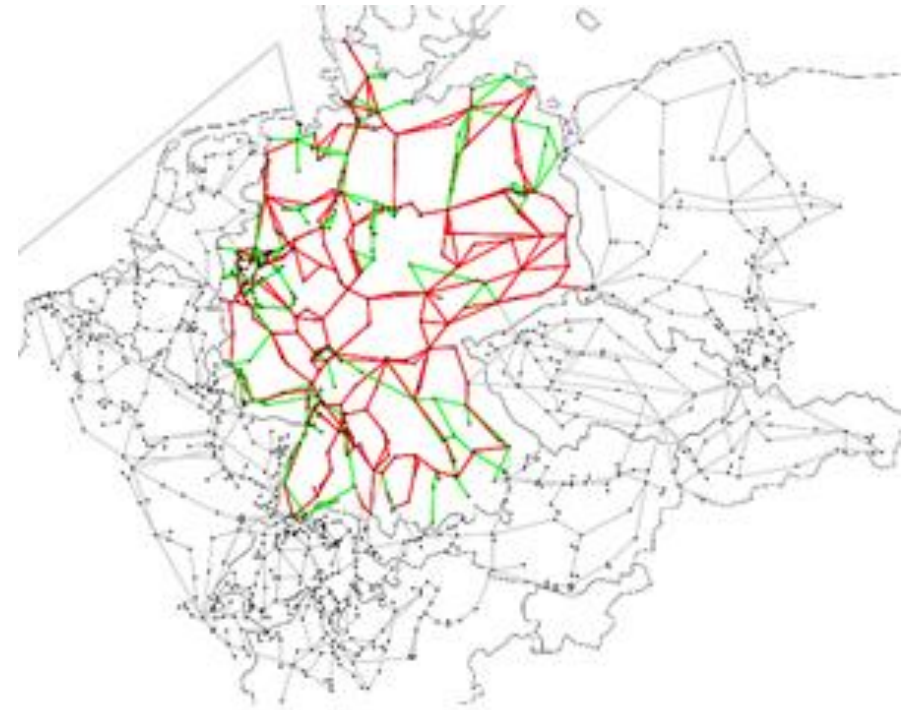
Das Modell braucht etwas Überlapp für Blick in die Zukunft wegen Anfahrkosten und Mindeststillstandszeiten



Lokales Agorameter

Übertragungsnetzmodell

- Netzmodell für deutsches Übertragungsnetz basiert auf frei verfügbaren Datentabellen und Netzkarten der vier ÜNB
- Integriertes Randnetzmodell der Nachbarstaaten um Effekte wie z. B. Ringflüsse mit abzubilden
- Elemente:
 - AC-Leitungen: ca. 1800, davon über 800 in DE
 - Transformatoren: ca. 300, davon ca. 90 in DE
 - Umspannwerke: ca. 2100, davon 490 in DE
- Modellierung der Netzbetriebsführung mit IEE OPT → kostenminimale Optimierung Redispatch

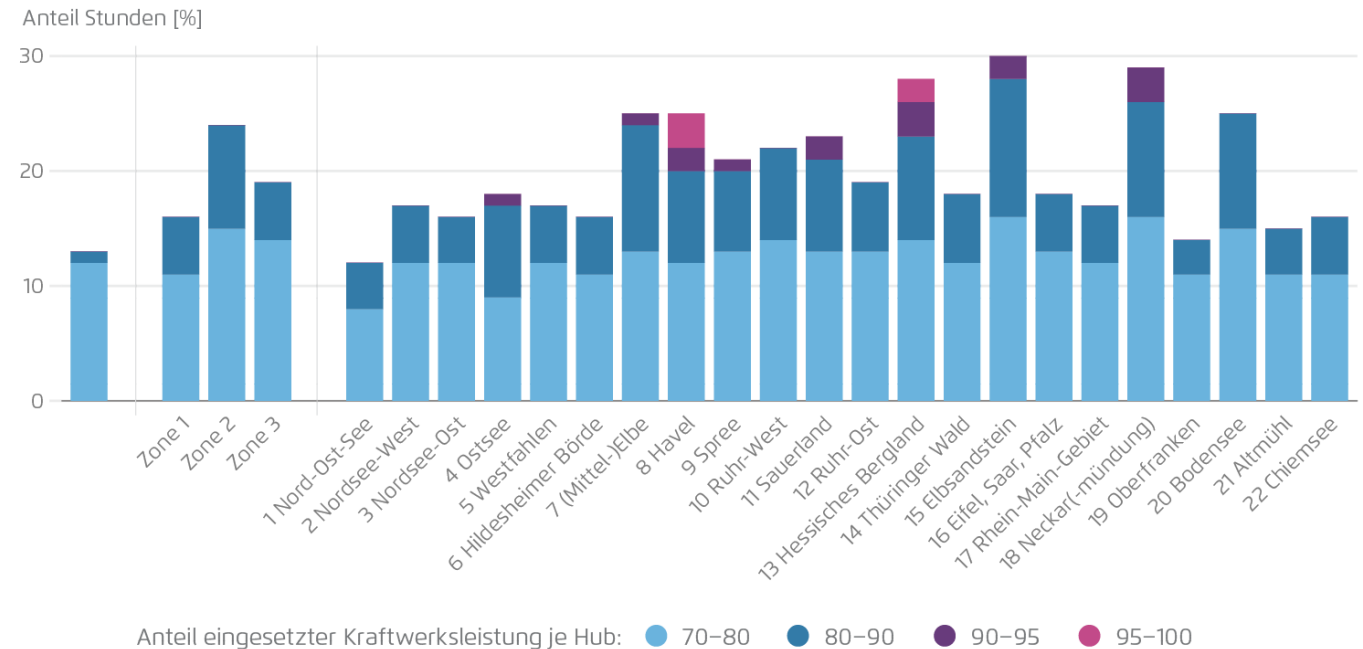


Noch offen: Marktmacht

Kann Umstellung auf lokales System Auswirkungen auf die Ausübung von Marktmacht haben?

- Knappheitssituationen könnten die Ausübung von Marktmacht bewirken → wie häufig treten Stunden auf, in denen hohe Anteile konventioneller Kraftwerke eingesetzt werden?
 - Stündliche Aggregation basierend auf Gebieten mit einheitlichem Strompreis
 - Einzelne Hubs zeigen deutlichen Anstieg von Knappheitssituationen
 - Konservative Abschätzung: keine Berücksichtigung von Besitzverhältnissen der Kraftwerke (Potential für Oligopol?)
- Erfahrungen im Ausland zeigen, dass die Herausforderung grundsätzlich lösbar ist (Transparenz-Anforderung, Unit-Bidding, ...) wenn geringe Ineffizienzen in Kauf genommen werden

Modellierter Anteil an Stunden im Jahr mit über 70 Prozent eingesetzter Kraftwerksleistung je lokalem Hub 2023



Zukünftig kann sich über Aggregatoren von Flexibilität sowohl mehr Wettbewerb zu Kraftwerken aber andererseits auch die Frage der Marktmacht wieder neu stellen