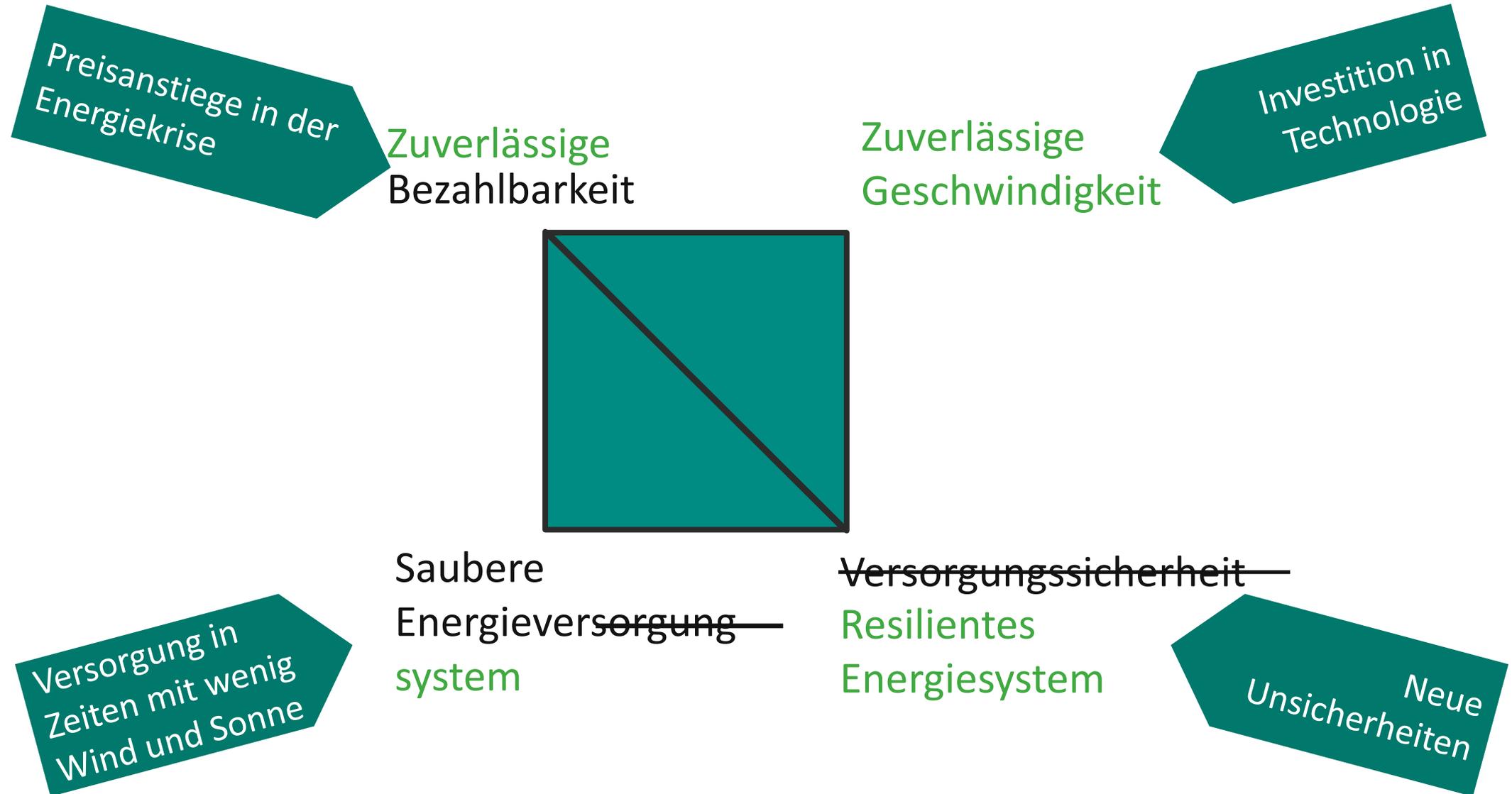


Expert:innendialog zur Energiewende in der Oesterreichischen Nationalbank

Energiemarktregulierung – Motor oder Bremsen der Klimawende?

Professor Karsten Neuhoff, TU Berlin und DIW Berlin
20.1.2025

Energiekrise und neue Technologien haben energiepolitische Ziele verändert



Erneuerbaren Energien Pool für Wind- und Solarprojekte

- Für Einsparungen bei Finanzierung, Landrenten und Systemkosten
- Kommen direkt Stromkund*innen zugute zusammen mit stabilen Preisen

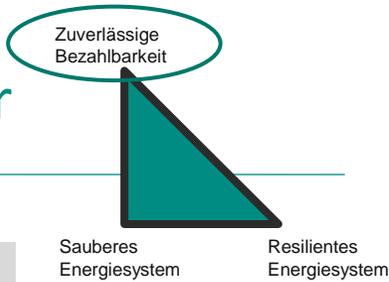
Lokale Marktplätze

- Beenden Fehlanreize: Vermeiden Redispatchkosten und reduzieren Netzbedarf
- Speicher und andere Flexibilitäten: Kunden profitieren von ihrem Systembeitrag
- Engpasserlöse: Sichern Landesweit vergleichbare Stromkosten

Versorgungssicherheitsreserve

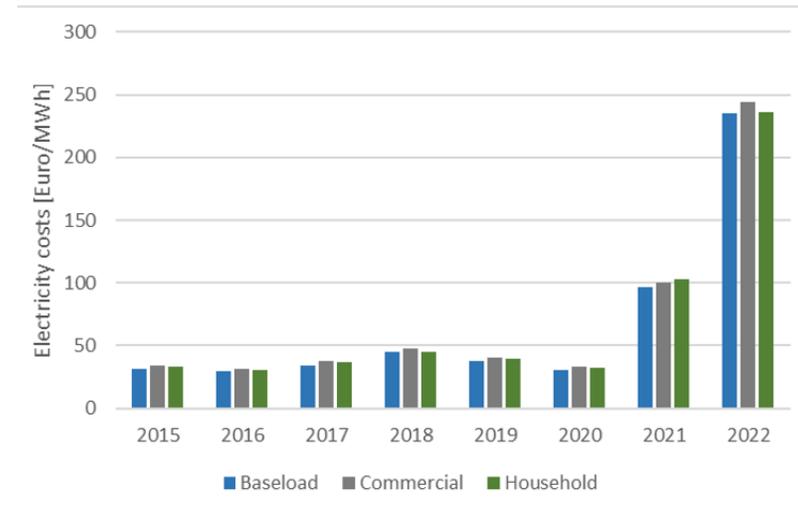
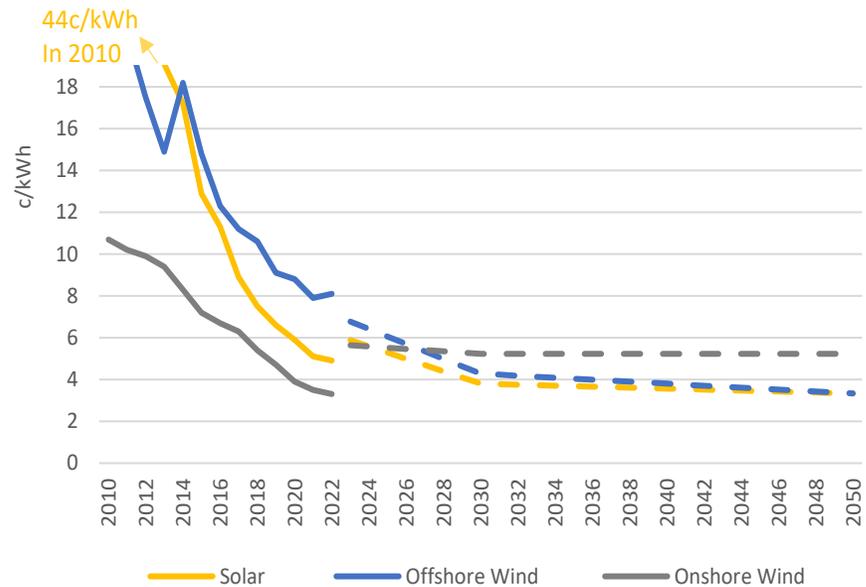
- „Feuerwehr“ für Extremfälle - statt Kapazitätzahlungen an alle
- Stärkt den Strommarkt – so lohnen sich Flexibilitätsinvestitionen im Markt
- Das reduziert mittelfristig Stromkosten und Stromkostenrisiken

Langfristverträge machen Wind und Solarenergie verlässlich bezahlbar



Stromgestehungskosten sinken rapide..

... aber Kosten explodierten in der Krise.

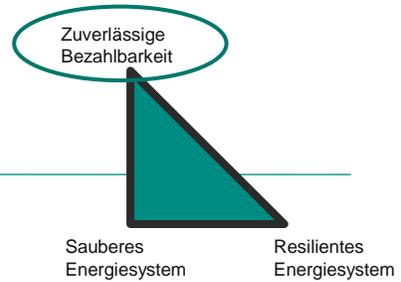


Wenn der Markt nur auf Kurzfristigkeit ausgerichtet ist, dann...:

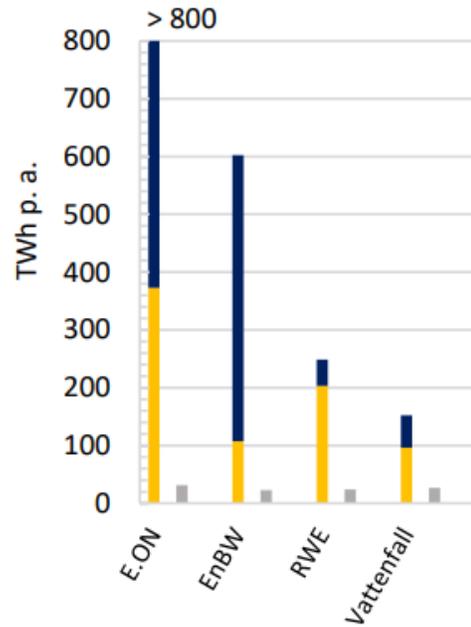
- ... führt die Volatilität des Grenzpreises zu schwankenden Stromkosten
- ... erhöhen Inframarginal- und Knappheitsrente die Stromkosten

Bis 2022: internationaler Durchschnitt auf der Grundlage von IRENA (2023). Ab 2023: europäischer Durchschnitt auf der Grundlage der World Energy Outlook Projections (IEA, 2023). Die Werte in den Jahren zwischen den Projektionen werden linear interpoliert. In Preisen von 2022, Wechselkurs €/€ = 0,95.

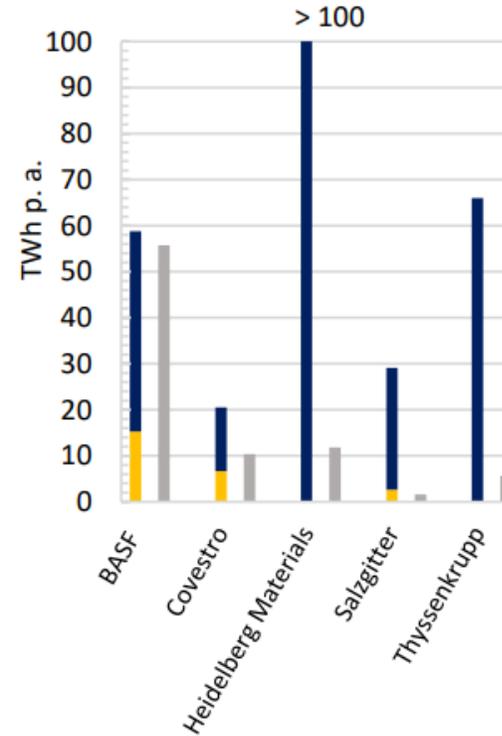
Herausforderung für private Langzeitverträge (1): Mangelnde Kapazitäten für Unterzeichnung erforderlicher Verträge



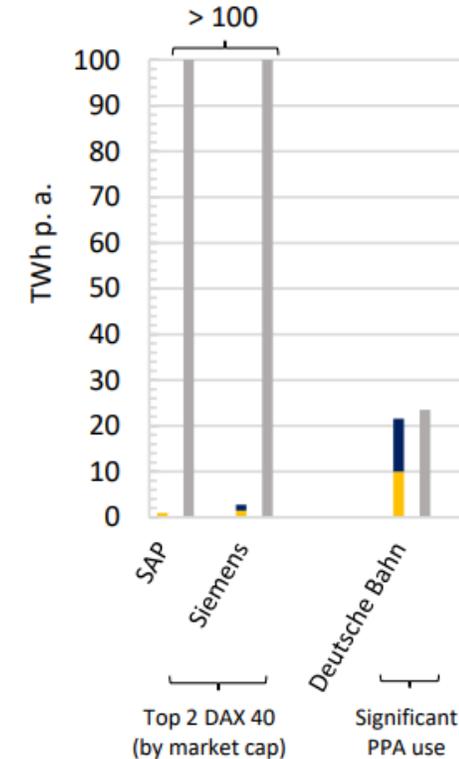
a) Utilities DAX 40 and top-selling utilities in Germany



b) Energy-intensive industries DAX 40 and top-selling steel companies in Germany



c) Other selected German companies



Electricity demand/sales in TWh p.a.

Remaining of total energy demand/sales in TWh p.a.

PPA potential in TWh p.a.

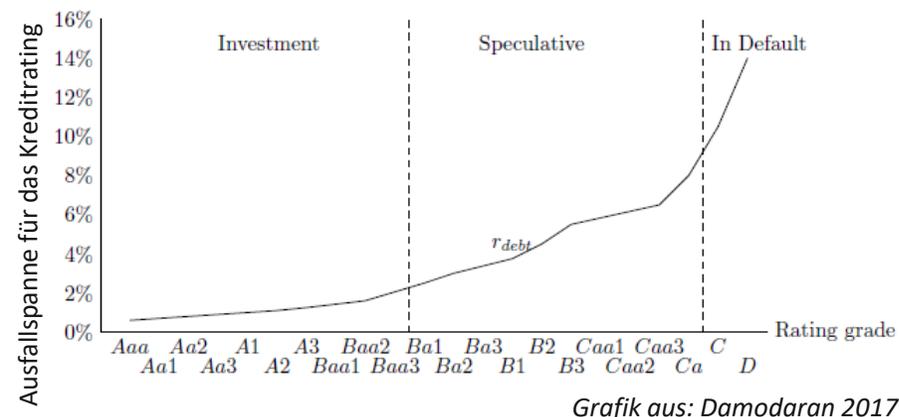
Garantien für einzelne Projekte beheben dieses Problem nicht.

Quelle: Karsten Neuhoff, Fernanda Ballesteros, Mats Kröger, Jörn Richstein (2023): Contracting Matters: Absicherung von Erzeugern und Verbrauchern mit einem Erneuerbare-Energien-Pool. [\(Link\)](#)

Herausforderung für private Langzeitverträge (2): Finanzierungskosten bei privaten höher als bei öffentlichen Aufträgen



1. Das Gegenparteirisiko für die Projektentwickler steigt mit privaten langfristigen Verträgen (PPA): Stromgestehungskosten etwa 10% höher
2. Höhere Finanzierungskosten auf der Nachfrageseite bedeuten eine Erhöhung der Stromgestehungskosten für Wind- und Solarenergie um 20%.



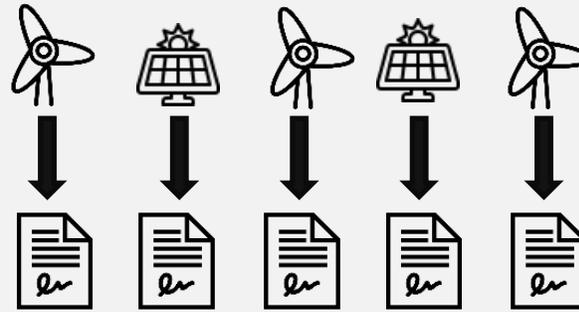
3. Gesamteffekt der gestiegenen Finanzierungskosten und Risiken auf die Bilanz
 - 29% (DIW, 2018 / Mai, 2021)
 - 28% (Aurora Energy Research, 2018)
 - 25% (Enertrag, 2019)

Öffentliche Garantien decken nur das Gegenparteirisiko ab (10%)

Behebung von Marktversagen aufgrund mangelnder privater Verträge: Öffentlich garantierter Pool für erneuerbare Energien



Wind- und Solarprojekte nehmen an der Ausschreibung für langfristige Verträge teil



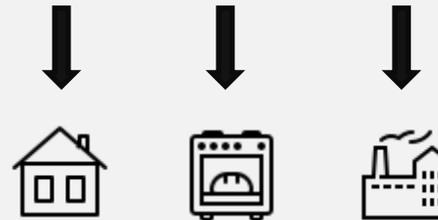
Jeder Vertrag legt einen Strike-Preis fest, der für die Produktionsmenge vergeben wird

Alle langfristigen Verträge werden in einem Pool für erneuerbare Energie zusammengefasst

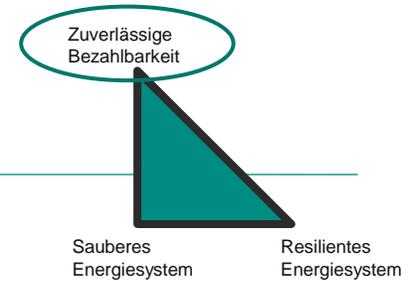


Der Pool ist durch seinen durchschnittlichen Strike-Preis und die Summe der Produktionsmengen gekennzeichnet

Die Stromverbraucher (oder Großhändler) erhalten Anteile an dem Pool



Charakteristika eines Pools für erneuerbare Energien



Öffentliche Garantie für den Pool, 5-jähriger Ausstiegsoption für Kunden

- Bietet Rechtssicherheit: Teilnehmer werden nicht benachteiligt
- Vermeidung eines Aufschlags von 30% auf die Finanzierungskosten bei langfristigen privaten Verträgen
- Sicherstellung der Finanzierung, höhere Wahrscheinlichkeit der Realisierung von Projekten und damit Absicherung der Projektpipeline

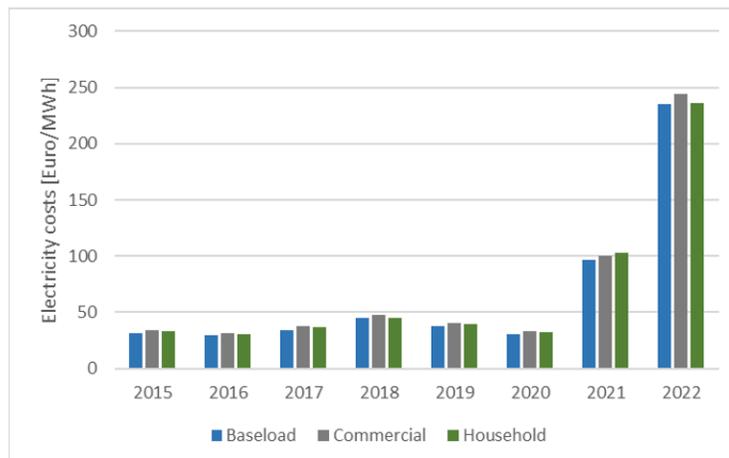
Ausschreibungen für langfristige Verträge für Projekte

- Ermöglichung einer Differenzierung der Ressourcen zur Senkung der Kosten für die Verbraucher
- Kann umfassende Anreize für systemfreundliche Technologien beinhalten

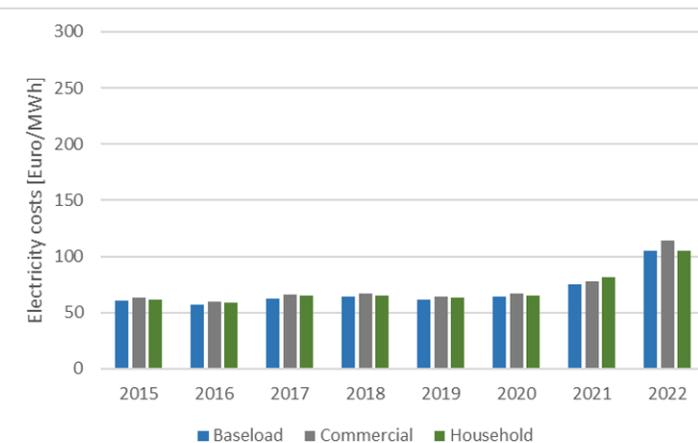
Erneuerbare Energien-Pool stabilisiert Stromkosten vollständig - nur in Kombination mit Flexibilität -



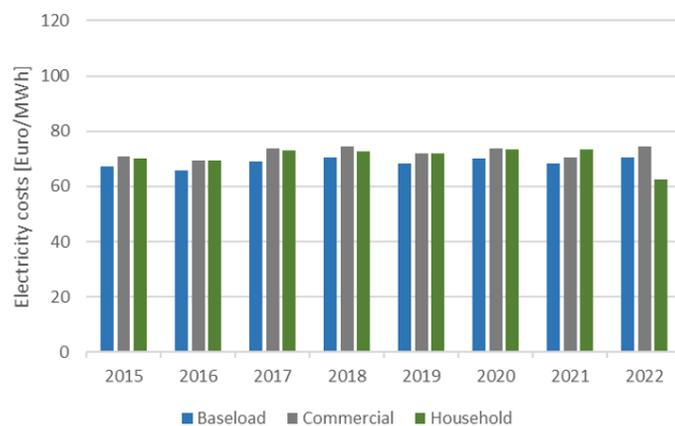
(i) Spotpreis



(ii) Spotpreis + 100% CfD-Pool

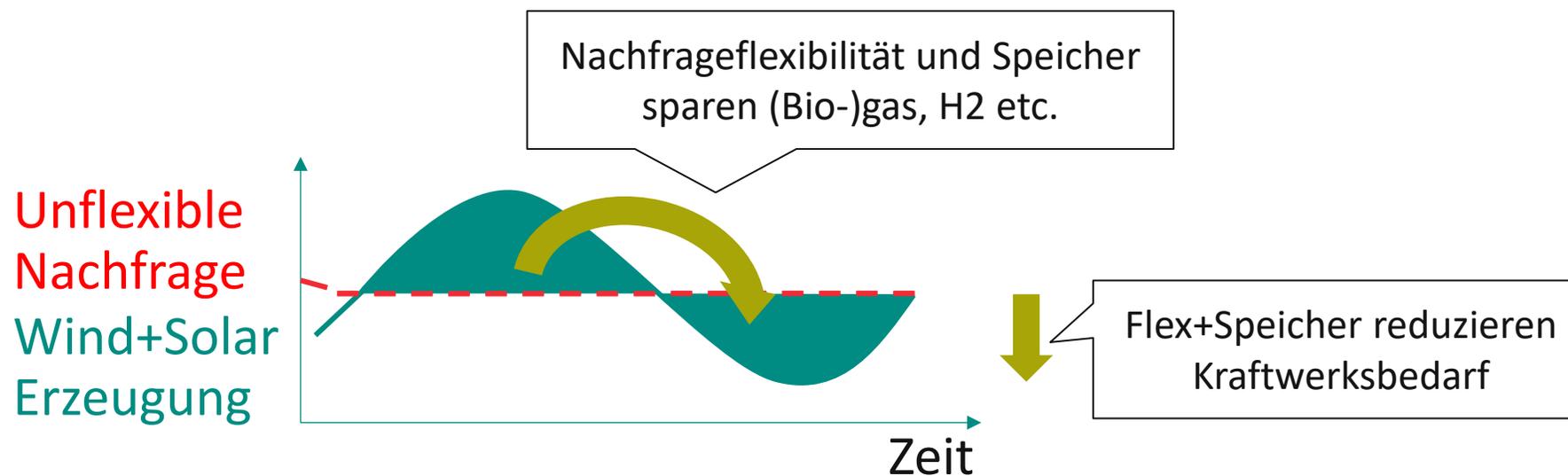
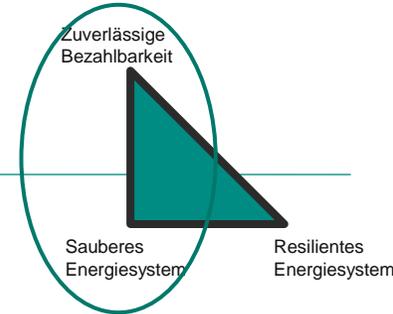


(iii) Spotpreis + 100% CfD Pool + 4h Batteriespeicher/Tag



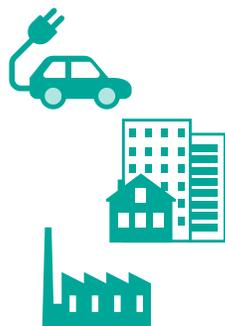
Quelle: Karsten Neuhoff, Fernanda Ballesteros, Mats Kröger, Jörn Richstein (2023): Contracting Matters: Absicherung von Erzeugern und Verbrauchern mit einem Erneuerbare-Energien-Pool. [\(Link\)](#)

Flexibilität reduziert Kosten in Stunden mit weniger Wind/Solar

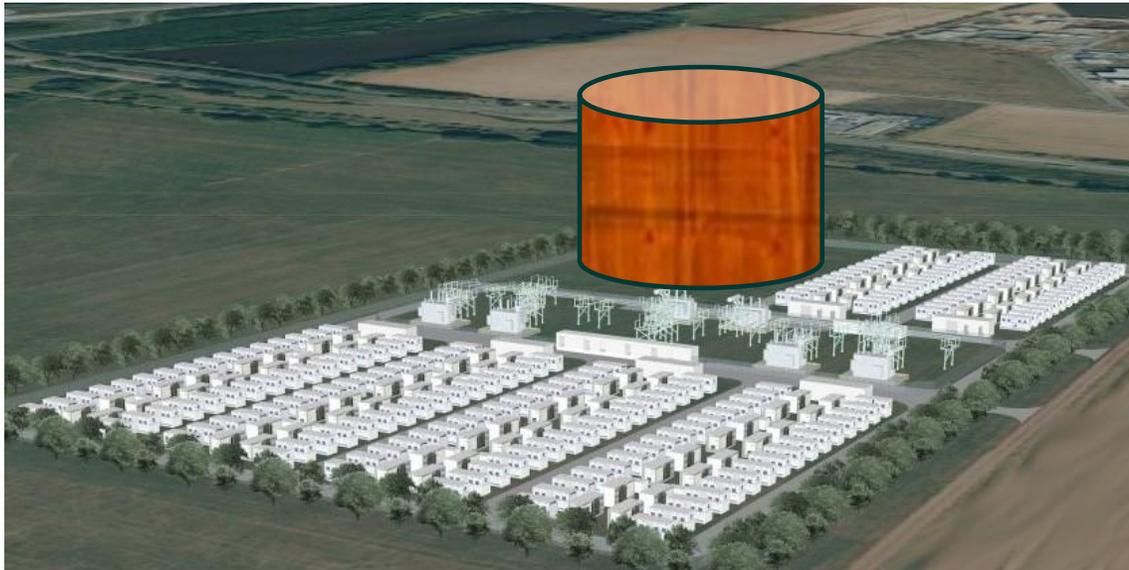
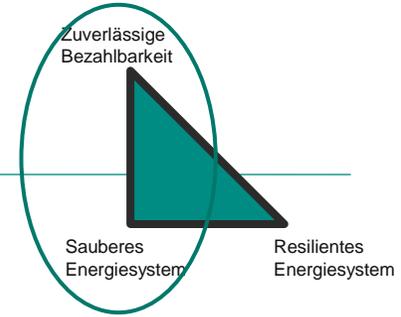


Sektorkopplung bietet große & kostengünstige Flexibilitätspotentiale

- Verkehr: Zeitflexibles laden von E-Autos
- Gebäude und Quartiere: Wärmespeicher für Wärmepumpen
- Industrie: Klimaneutrale Grundstoffherstellung (Zwischenprodukte speichern)
- Ergänzt durch Batterien (insbesondere im Verteilnetz)



Portfolio von Speichertechnologien minimiert Kosten



¹ <https://www.wittlich.de/de/aktuelles/wittlich/2023/oktober/eco-stor-plant-eines-der-groessten-batteriespeicherwerkes-europas-in-der-kreisstadt-wittlich-stadtteil-wengerohr/>; Bild: ECO STOR GmbH; Investitionskosten: Elalfy, Dina A., et.al. (2024), Danish Energy Agency (2024)

² MVV Energie AG: Geschäftsbericht 2012/13, Investitionskosten (Arnold, Karin (2019)); Annahmen zur Umwandlung von kWh_{th} in kWh_{el} über Wärmepumpe COP = 2 (AgoraEnergiewende(2023)), Speichereffizienz = 0,9 (Arnold, Karin (2019))

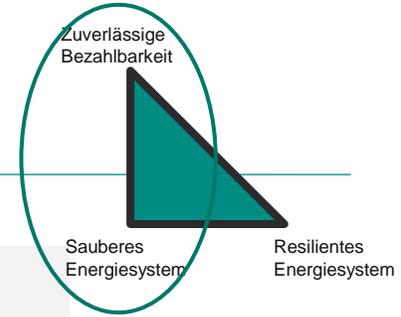
Lithium-Ionen-Akku Wittlich¹ :

- Speicher: 600 MWh_{el}
- Investition: 250 Mio €
- Etwa 400 €/kWh
- Größe: 6 ha

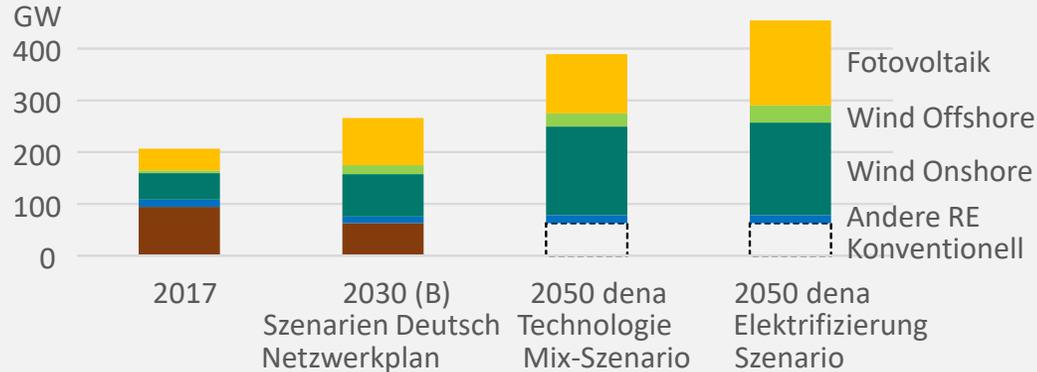
Fernwärme Mannheim²

- Speicher: 1500 MWh_{th}
≅ ca. 650 MWh_{el}
- Investition: 27 Mio €
- Etwa 40 €/kWh
- 40 m Durchmesser,
- 36 m Höhe

Notwendigkeit der lokalen Nutzung von Flexibilität in Stromsysteme mit zunehmendem Anteil von Wind- und Sonnenenergie

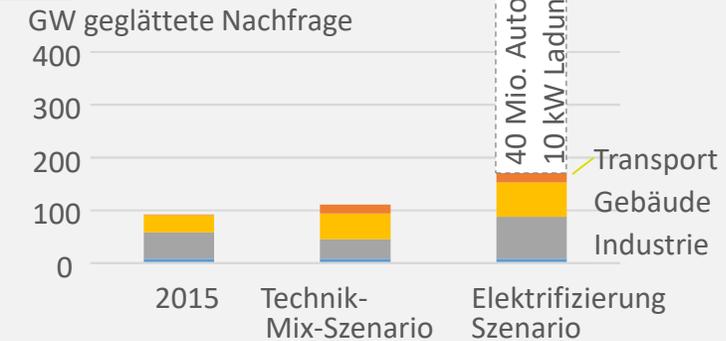


Erzeugung



Durch Wind- und Solaranlagen hat sich die an das Netz angeschlossene Erzeugungskapazität verdoppelt und wird im Zuge der Dekarbonisierung bis 2050 weiter verdoppeln.

Last

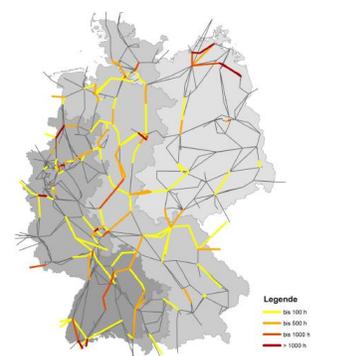


Elektroautos und Elektrifizierung vervielfachen die Lastkapazität, schaffen aber auch Flexibilität.

Netzwerk



Ausbau der Netze notwendig aber geringer als Anschlusskapazität.

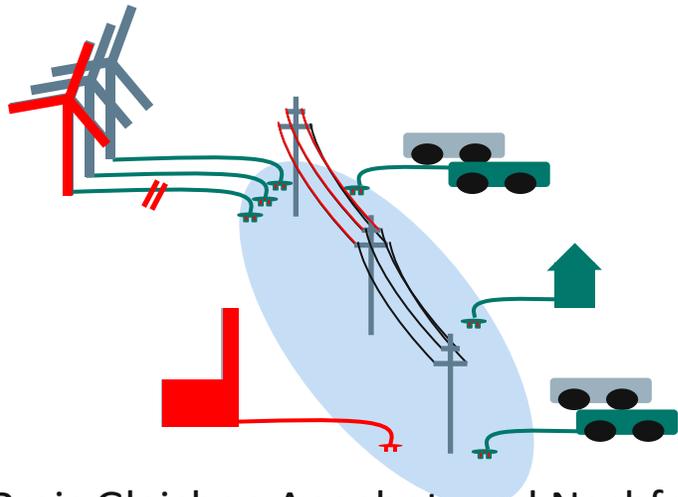


Ein effektives Last- und Speichermanagement ermöglicht die Integration von Wind- und Solarenergie.

Flexibilität muss lokal genutzt werden.

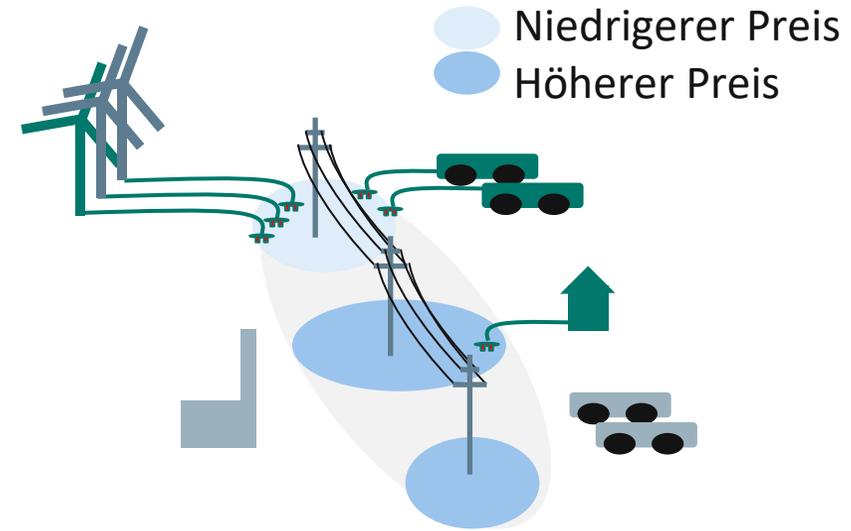
Lokale Preisgestaltung notwendig für effektive Nutzung und Vergütung von Flexibilität

Große Preiszone



- Preis Gleichen Angebot und Nachfrage innerhalb Zone aus.
- Kann zu Übertragungsbeschränkungen führen. Dann fordert der ÜNB die Kraftwerke zum Redispatch auf.
- Keine Nutzung von Nachfrageflexibilität und Speicherung für Engpassmanagement

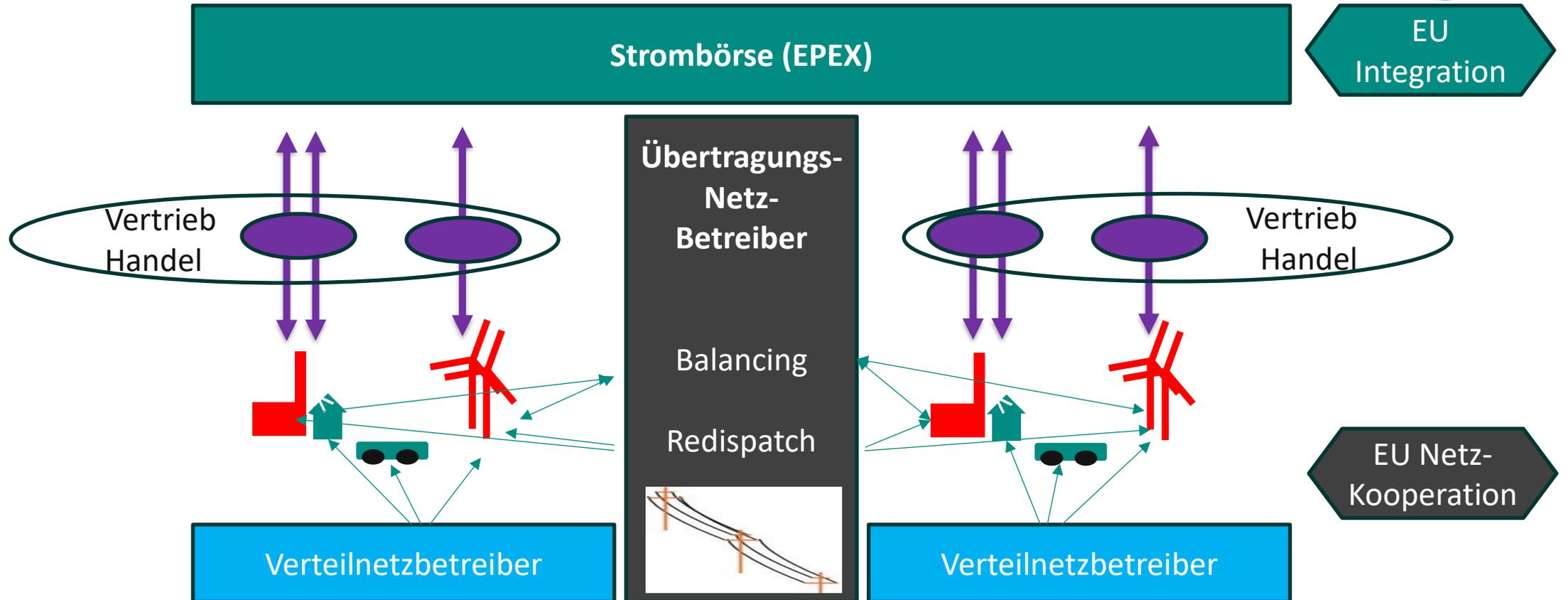
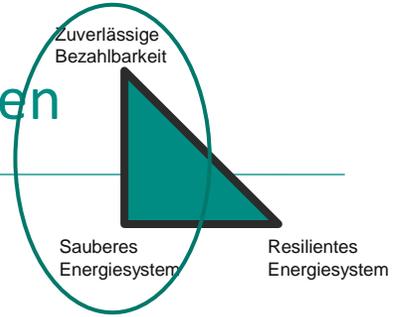
Lokale Preise



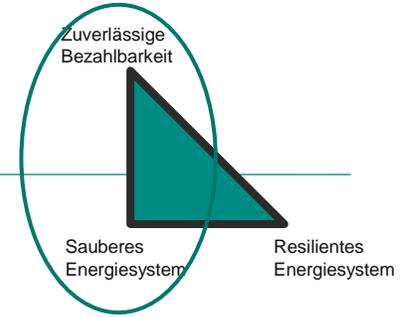
- Die lokalen Preise sorgen für ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage, Angebot und Importen/Exporten.
- Wirksame Nutzung der Flexibilität reduziert Windspill und konventionell Erzeugung

Rahmen für die regionale Einführung von lokalen Preisen dringend erforderlich.

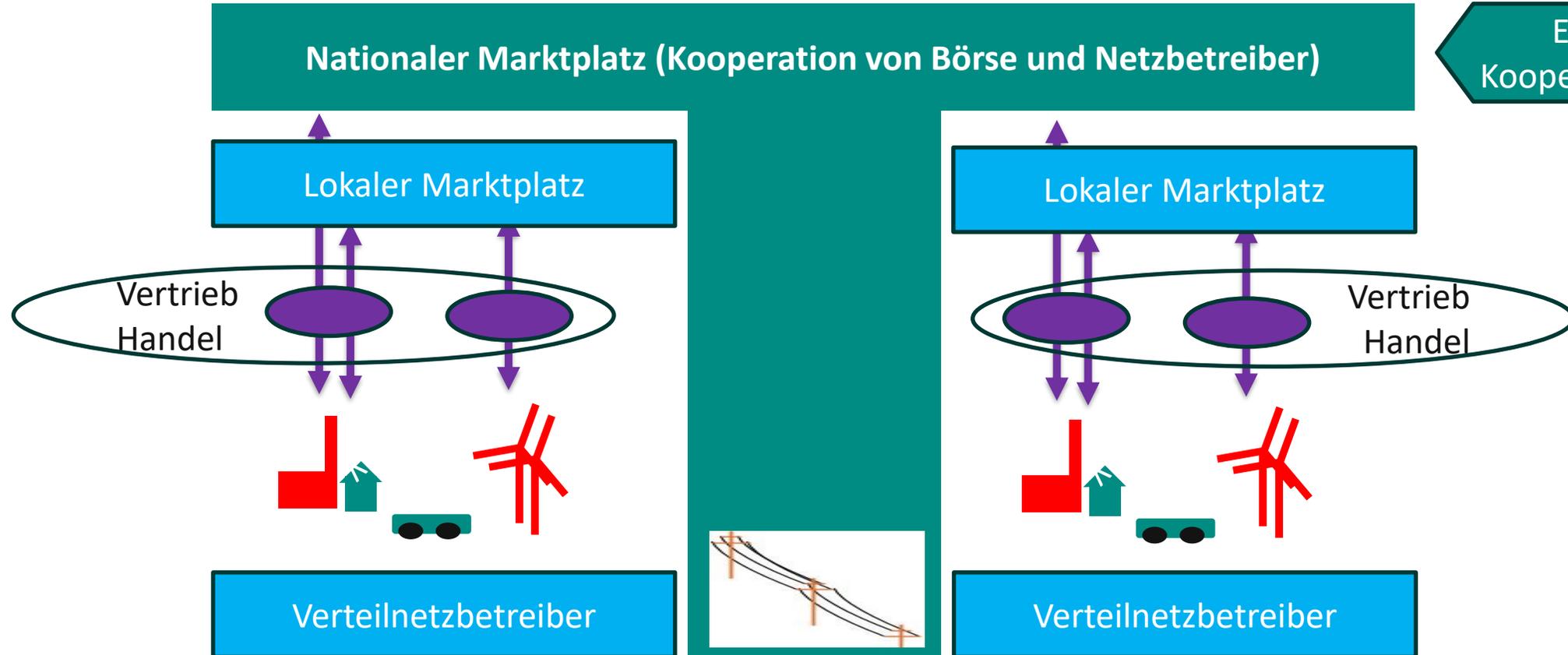
Status Quo – teurer Redispatch statt Nutzung von Flexibilitätspotentialen



Mit lokalen Marktplätzen Flexibilitäten und EU Netz effizient nutzen



EU Kooperation



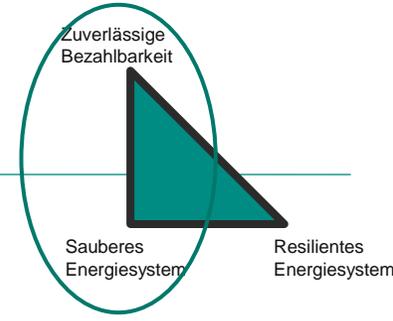
Status quo:

- Marktteilnehmer wird de-facto unbegrenzte Netzkapazität versprochen
- Ist ein ungedeckter Scheck – wenn mehr genutzt wird, also vorhanden, muss Netzbetreiber sie zurückkaufen (Redispatch)
- Redispatchkosten 2023 waren 4 Mrd.€ c.a. 10 € /MWh extra Netzentgelt

Lokale Marktplätze

- Mit Netz wird Energie von Märkten zu Märkten mit höheren Preisen gebracht
- Wenn Preisunterschiede bleiben entstehen dabei Engpasserlöse
- Diese verbleiben bei Nationaler Marktplattform (Netzbetreiber & Börse)
- Damit werden Stromkunden gegen lokale Preisrisiken abgesichert

Übergang zur lokalen Preisgestaltung muss gut gestaltet werden



Preisrisiken während des Übergangs berücksichtigen und adressieren

- Quantifizierung der Auswirkungen: moderater als befürchtet¹
- Im Engpassmanagement entstehen Erlöse (statt bisher Redispatchkosten). Mit diesen
- Option 1: Finanzielle Übertragungsrechte ausgeben um lokale Preisrisiken abzusichern²
- Option 2: Teilnehmer im Erneuerbaren Energien Pool gegen lokale Preisrisiken absichern

Fokus auf den Nutzen für Verbraucher - Beispiel lokale Marktplätze³:

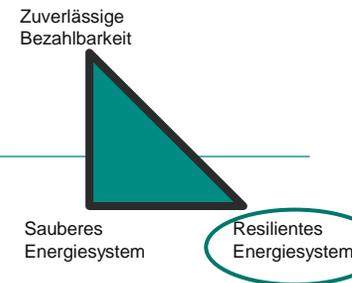
- Kann für den Verbraucher zugänglich und attraktiv sein
- Erschließung von Flexibilität für das System (Vermeidung von Autarkie)
- Klare Schnittstelle für den Betrieb von Übertragung und Verteilung

¹ Knörr, Bichler, Dobos (2024) Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market, <https://arxiv.org/abs/2403.09265>

² Friedrich Kunz, Karsten Neuhoff, Juan Rosellón (2016): FTR-Allokationen zur Erleichterung des Übergangs zu nodalen Preisen: An application to the German power system. ([Link](#))

³Bevorstehender Bericht über www.diw.de/fpm

Wie stellt ein Strommarkt ohne Kapazitätselemente Resilienz sicher?



Umsetzungsoption: Preisspitzen

- Stunden mit Preisen >> variablen Kosten zur Deckung der Investitionskosten

Bewertung

- Erlöse sind zu unsicher, Knappheit eventuell nur alle paar Jahre
- Wenn Knappheit/Krise groß, interveniert Staat, und mindert dadurch Erlöse
- Anreize für Investitionen in Kapazitäten sind abgeschwächt

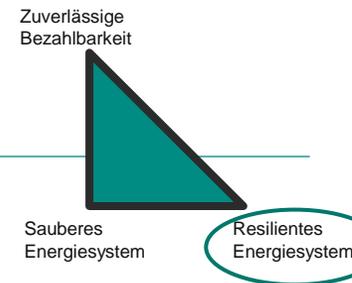
Umsetzungsoption: Verbindliche Terminverträge

- Last sichert Spitzenbedarf vollständig mit Terminverträgen ab

Bewertung

- Finanziert ausreichende Kapazität: In meisten Jahr viel Erzeugung und geringe Preise
- Stromnachfrage bevorzugt Free-Riding, und lässt sich in Krise von Staat retten
- Absicherung müsste verbindlich sein, das lässt sich aber nicht umsetzen.

Wie wirkt ein umfassender Kapazitätsmarkt?



- Staat definiert, wie viel „sichere“ Kapazität für kritische Zeiten vorzuhalten ist
- Wer Kapazität liefern kann, erhält Zahlungen. Kosten auf alle Stromkunden umgelegt.

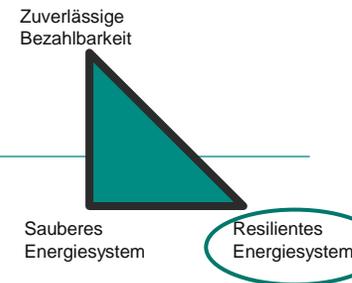
Umsetzungsoptionen

- Zentral: Ermöglicht langfristige Verträge, kann so Investitionen absichern
- Dezentral: Jährlich anpassbar, regulatorische Unsicherheit für Investoren
- Hybrid: Unklar was Mehrwert gegenüber zentralem Kapazitätsmarkt ist?

Bewertung

- Sichert Versorgungssicherheit, reduziert Knappheit und Preisspitzen
- Kapazitätsmarkt berücksichtigt nachfrageseitige Flexibilität unzureichend
- Erlöse für Flexibilität im Energiemarkt fallen, somit auch Anreize in Flexibilität zu investieren.
- Werden zu viele Kraftwerke und zu wenig Flexibilität vorgehalten?

Wie wirkt ein **Versorgungssicherheitsreserve**?



- Netzbetreiber schreiben Kraftwerkskapazitäten für Reserve aus
- Kosten abzüglich Erlöse werden auf alle Stromkund*innen umgelegt

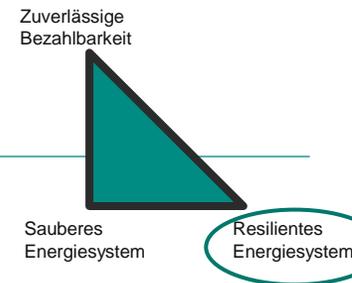
Umsetzungsoptionen

- Auslösekriterium: Nachfrage > Angebot war 2022 nicht haltbar
- Auslösekriterium: ≈ 500 €/MWh reduziert Kosten- und Interventionsrisiken

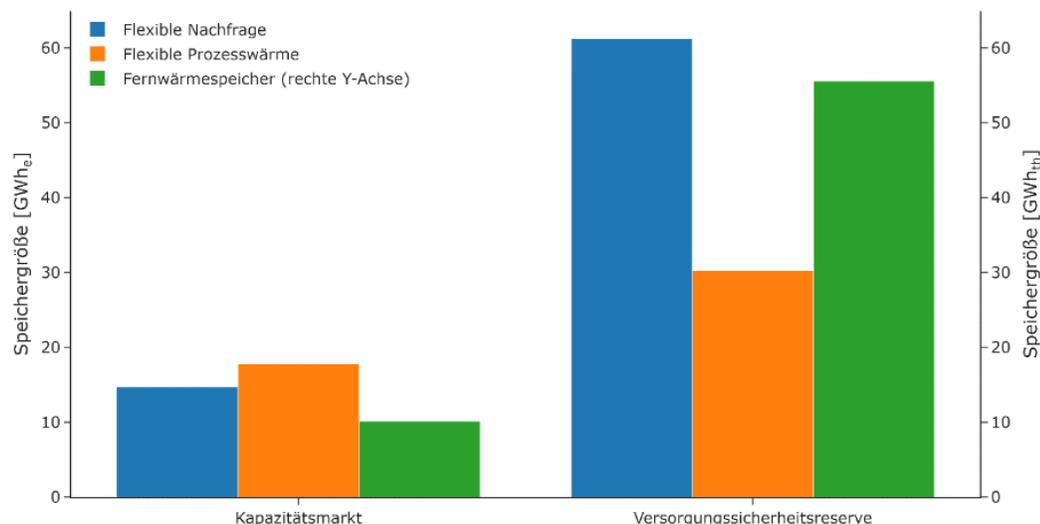
Bewertung

- Sichert Versorgungssicherheit, bewahrt dabei (moderate) Preisspitzen
- Flexibilität kann sich im Energiemarkt refinanzieren (Lernumfeld)
- Terminmärkte werden gestärkt durch reduzierte Risiken und geringere Margin Calls
- Setzt Versorgungssicherheitsreserve zu oft einen Preis > Grenzkosten?

Wie wirken sich Kapazitätsmechanismen auf Investitionen aus?



- Sowohl zentraler Kapazitätsmechanismus als auch Versorgungssicherheitsreserve
 - Können ausreichend Erzeugungskapazität sicherstellen
 - Kosten für Stromkund*innen: Energie+Umlage

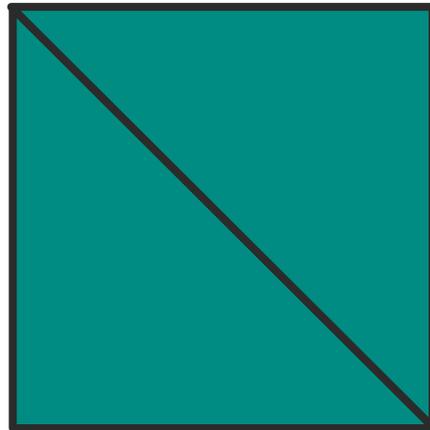


- Mittelfristig wird Flexibilität zum Standort- und Innovationsfaktor
 - Versorgungssicherheitsreserve nutzt Energiemarkt für Flexibilitätspotentialen
 - Kapazitätsmarkt – kommt Flexibilität in Ausschreibungen zum Zuge??
- Versorgungssicherheitsreserve stärkt Terminmarkt – und stabilisiert dadurch Stromkosten

Reformschritte für verlässlich kostengünstige Stromversorgung in ganz Deutschland

1 Zuverlässige
Bezahlbarkeit

4 Zuverlässige
Geschwindigkeit



2 Sauberes
Energiesystem

3 Resilientes
Energiesystem



1. Erneuerbaren Energien Pool:

Verlässliche Erlöse für EE Projekte & einheitliche Kosten für Stromkund*innen

2. Lokale Marktplätze:

Stromkund*innen profitieren von Einsparungen durch Flexibilität.

3. Versorgungssicherheitsreserve:

Sichert Energiemarkt und stärkt dadurch Investitionen in Flexibilität

4. Transformationsziel Flexibilität

Stärkt Investitionsrahmen für Portfolio von Technologien