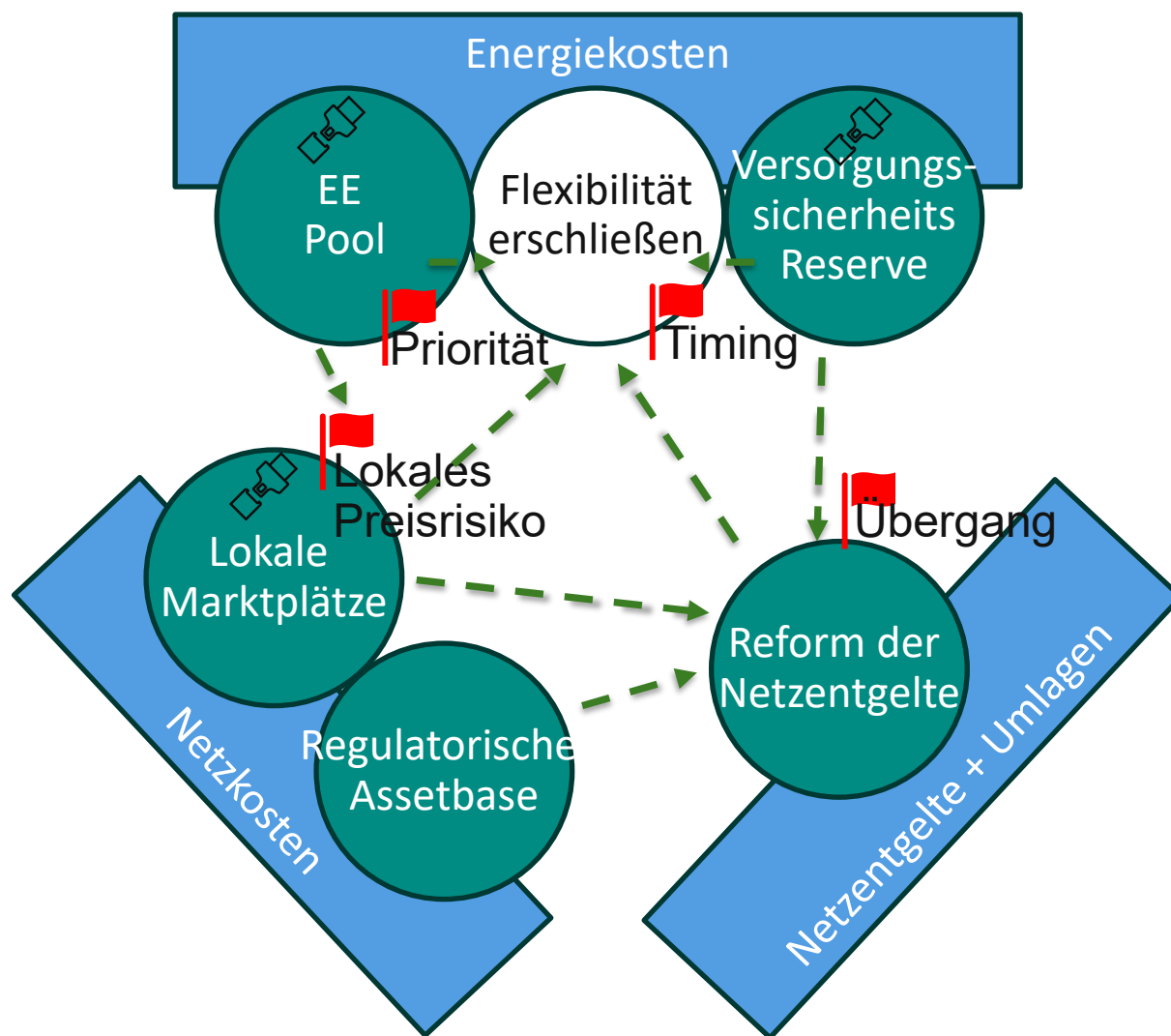


Berliner Kolloquium der Bertelsmann Stiftung, 18.9.2025

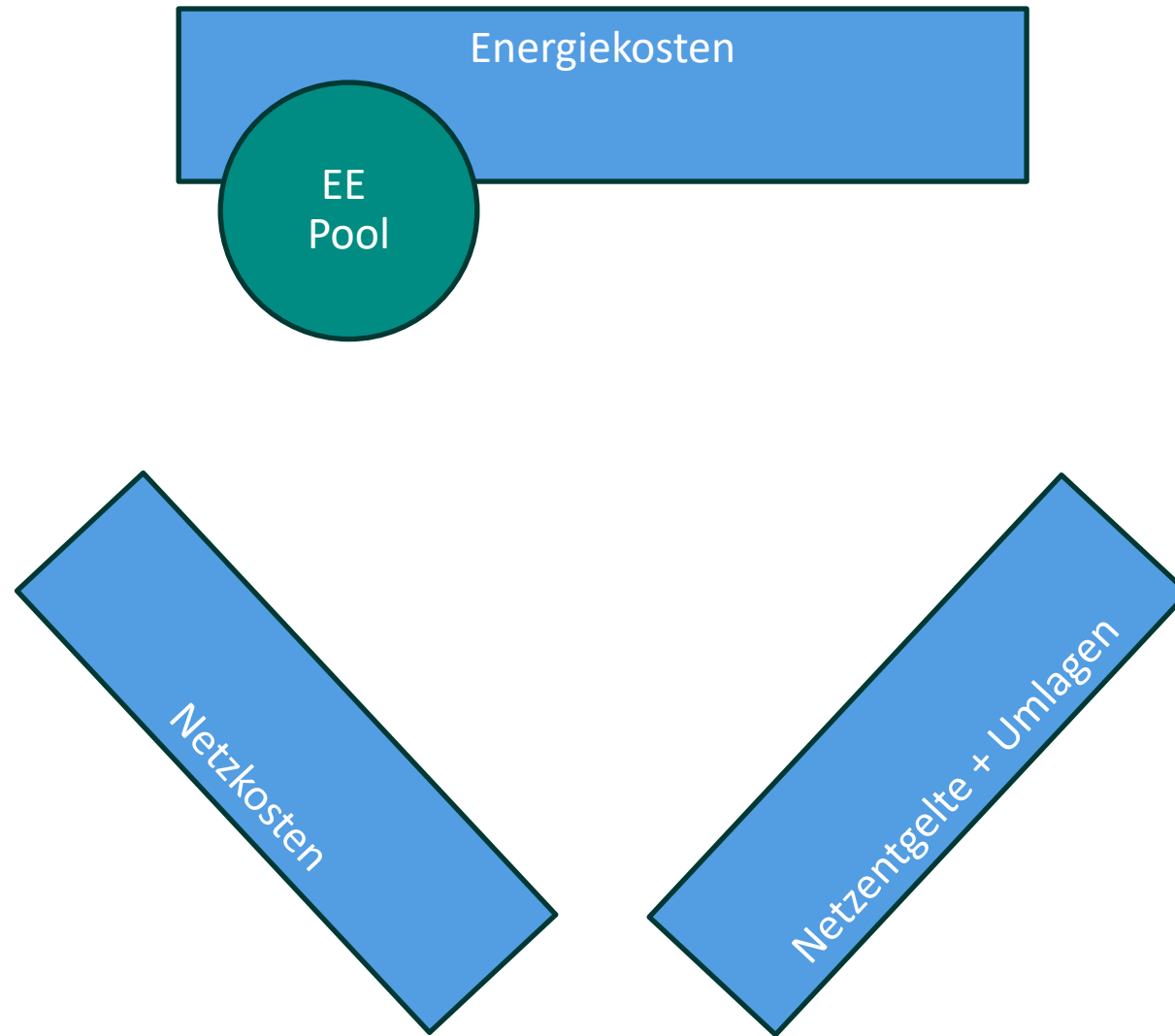
Vom Wunschdenken zur Wirklichkeit: Strompreise in der Energiewende wettbewerbsfähig und gerecht gestalten

Professor Karsten Neuhoff, TU Berlin und DIW Berlin

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten



Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten

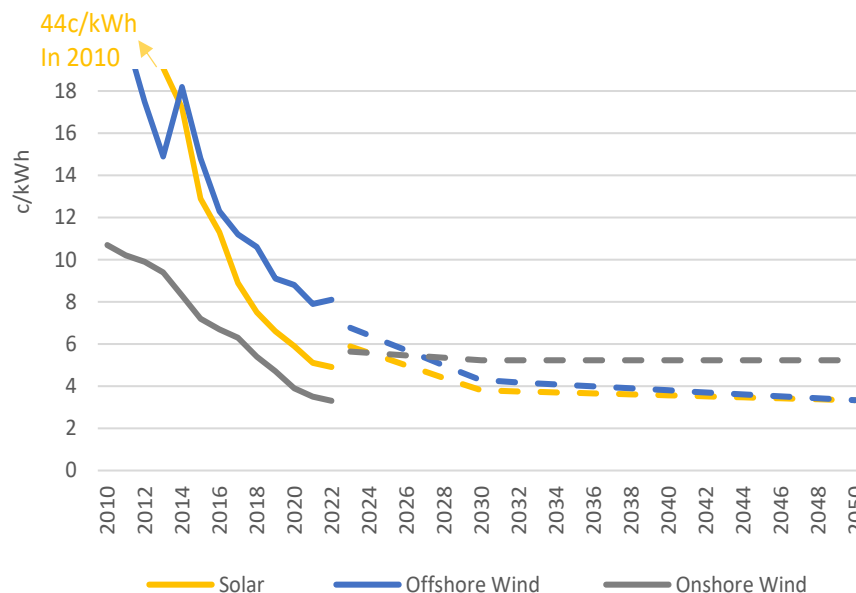


Legend

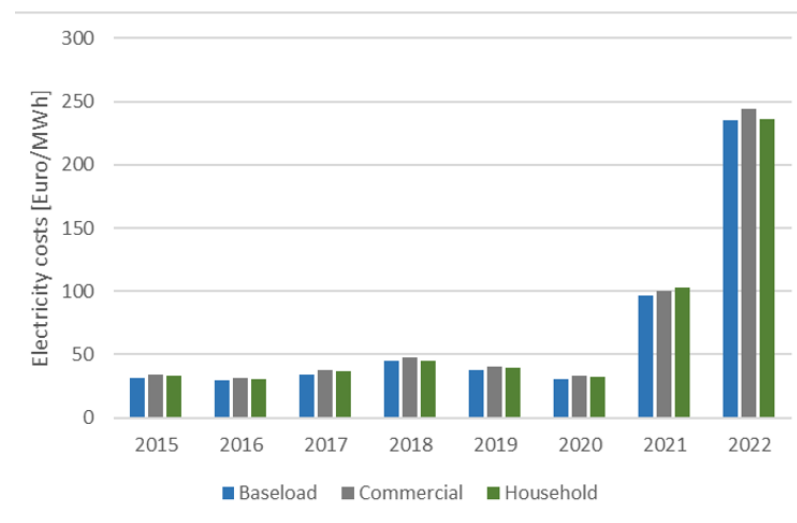
-  Reform Element
-  Synergie im Paket
-  Rote Fahne muss adressiert werden
-  Stärkt Resilienz des Energiesystems

Langfristverträge machen Wind und Solarenergie verlässlich bezahlbar

Stromgestehungskosten sinken rapide..



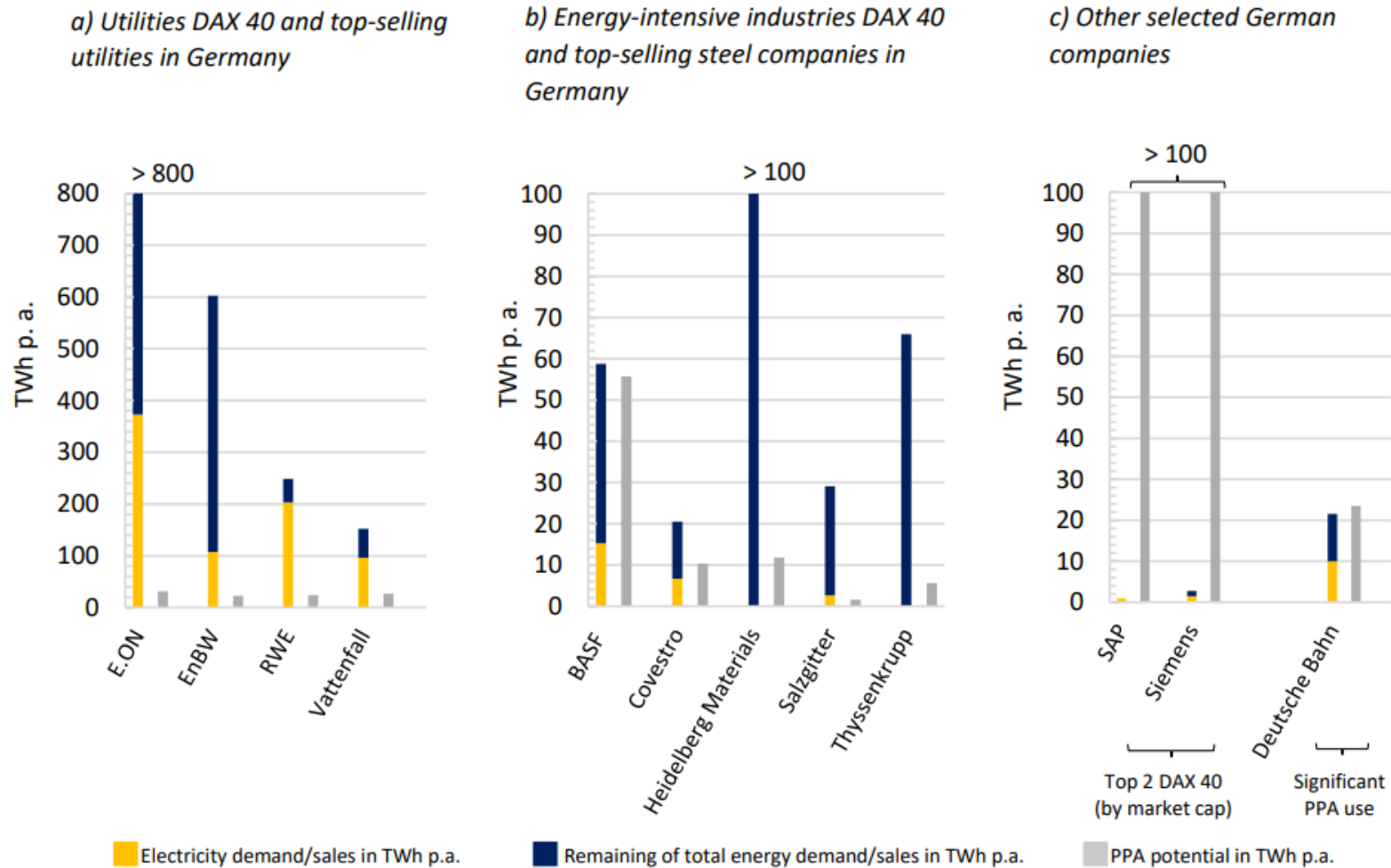
... aber Kosten explodierten in der Krise.



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

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

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

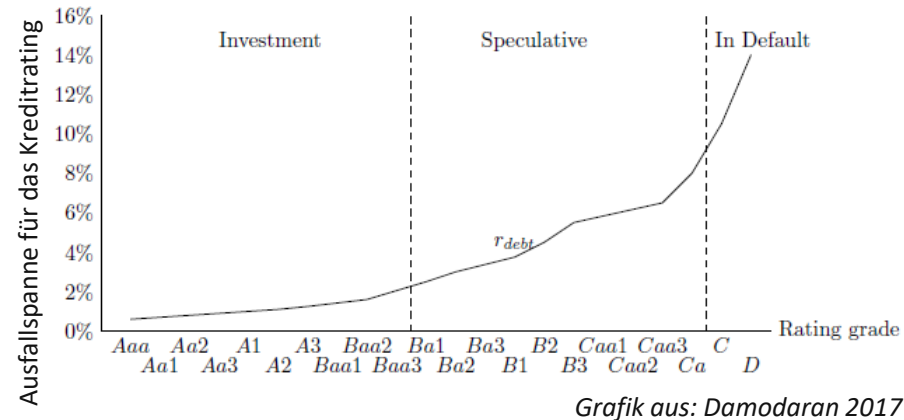


Garantien für einzelne Projekte beheben dieses Problem nicht.

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%)

Affordable Energy Action Plan: Tripartite Contract

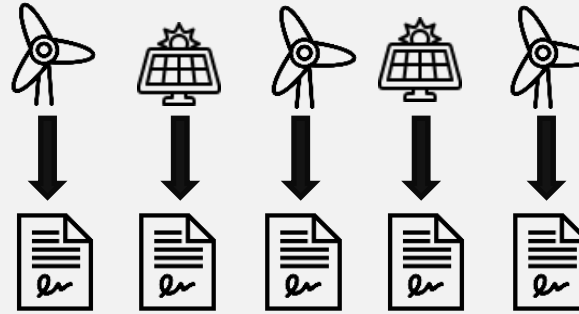
Action 6 – A tripartite contract to ensure affordable energy for Europe's industry

To counteract high energy prices and market uncertainty, a broader tripartite contract for affordable energy can bring together the public sector, energy producers, and energy-consuming industries to create a favourable investment climate, facilitating a [competitive EU industrial sector](#), while ensuring the retention and creation of quality jobs.



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

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



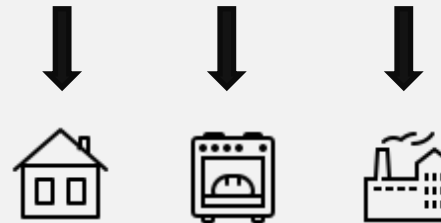
*Jeder Vertrag legt einen Strike-Preis fest, der
für die Produktionsmenge vergeben wird*

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

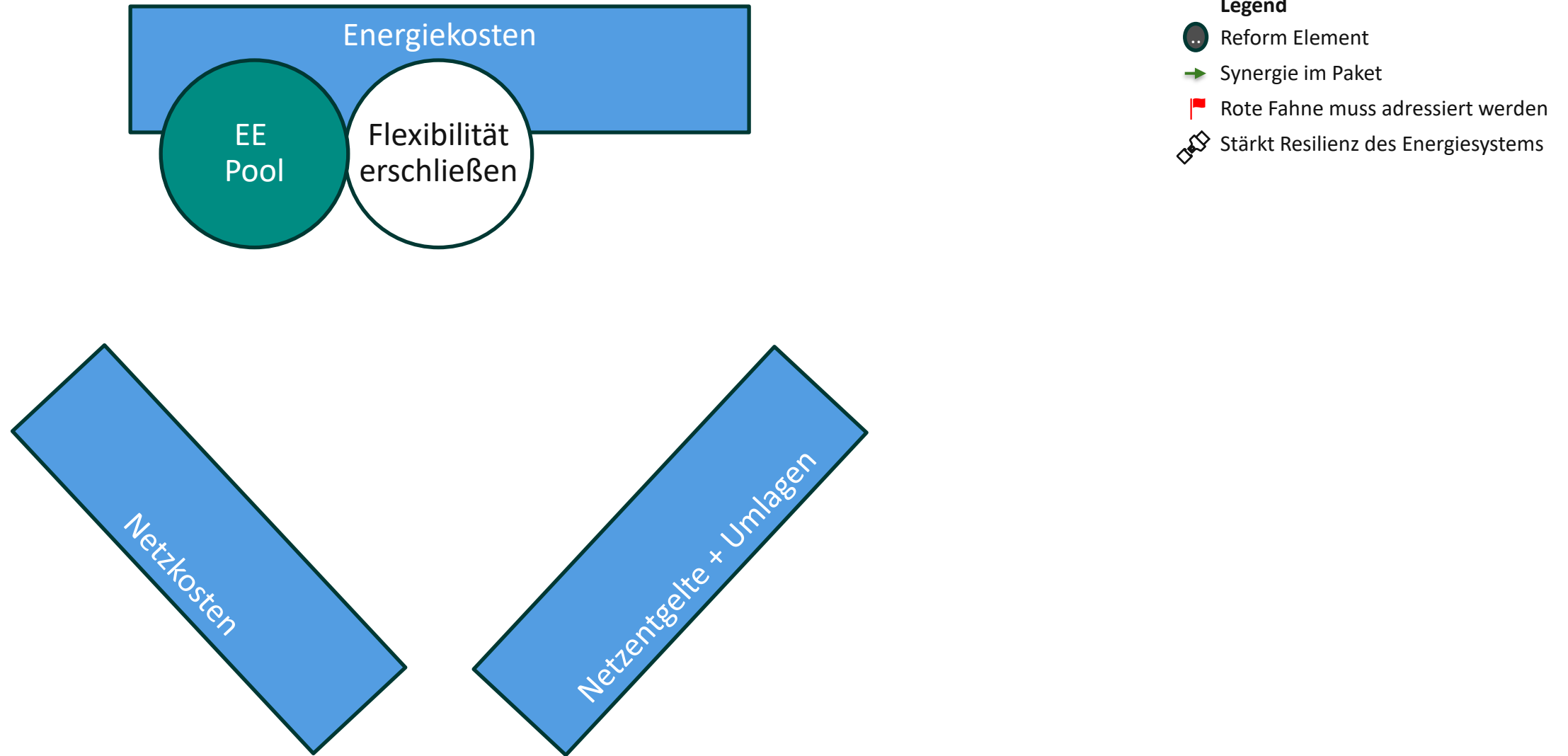
Öffentliche Garantie für den Pool, 5-jähriger Ausstiegsoption für Kunden

- 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

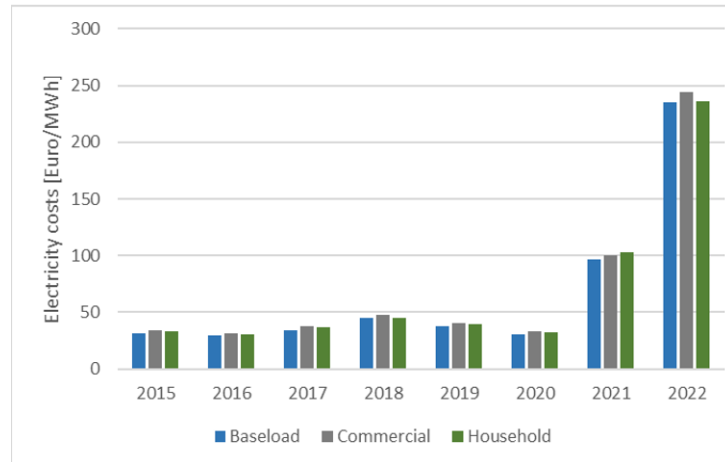
- Ermöglichung einer Differenzierung der Ressourcen zur Senkung der Kosten für die Verbraucher
- Kann umfassende Anreize für systemfreundliche Technologien beinhalten

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten

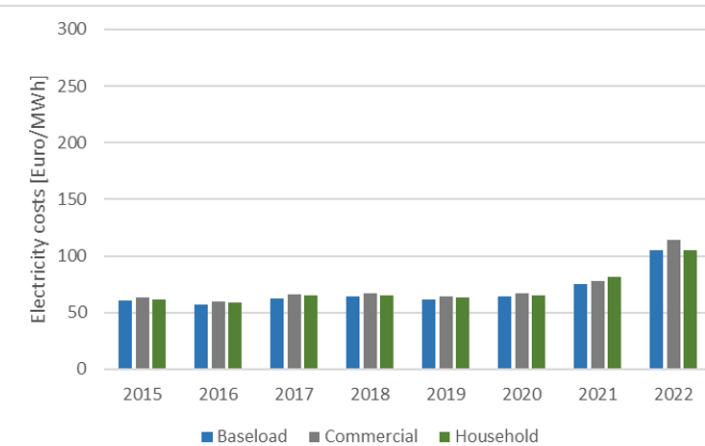


Erneuerbare Energien-Pool stabilisiert Stromkosten vollständig - nur in Kombination mit Flexibilität -

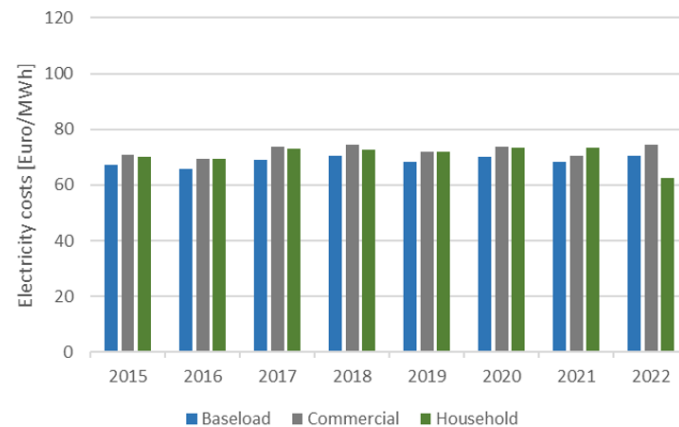
(i) Spotpreis



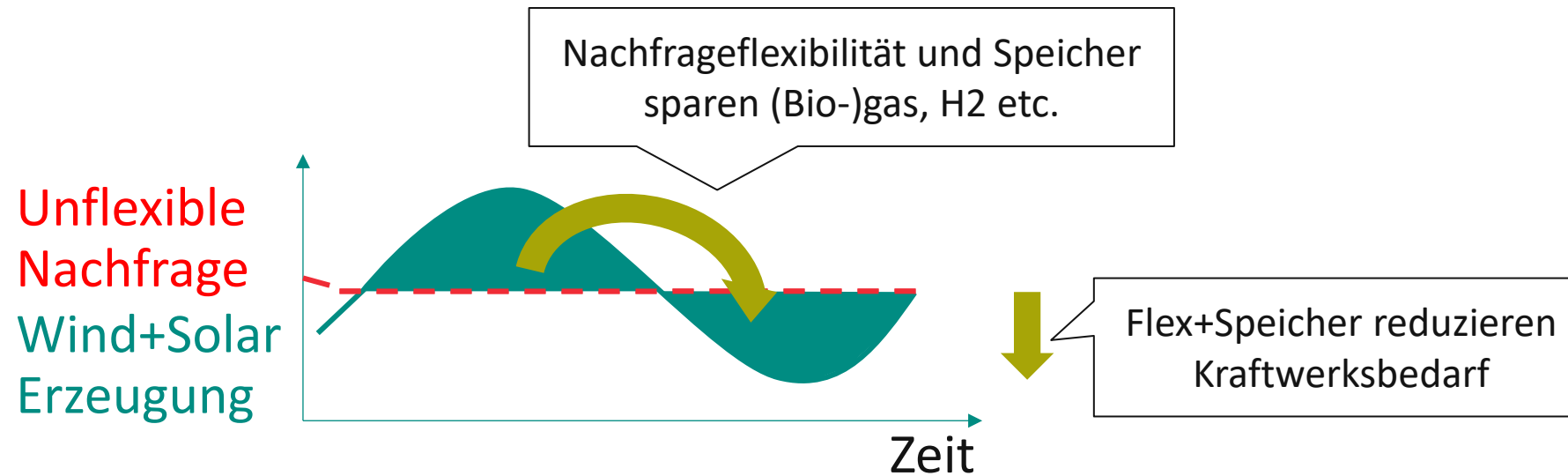
(ii) Spotpreis + 100% CfD-Pool



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



Flexibilität reduziert Kosten in Stunden mit weniger Wind/Solar

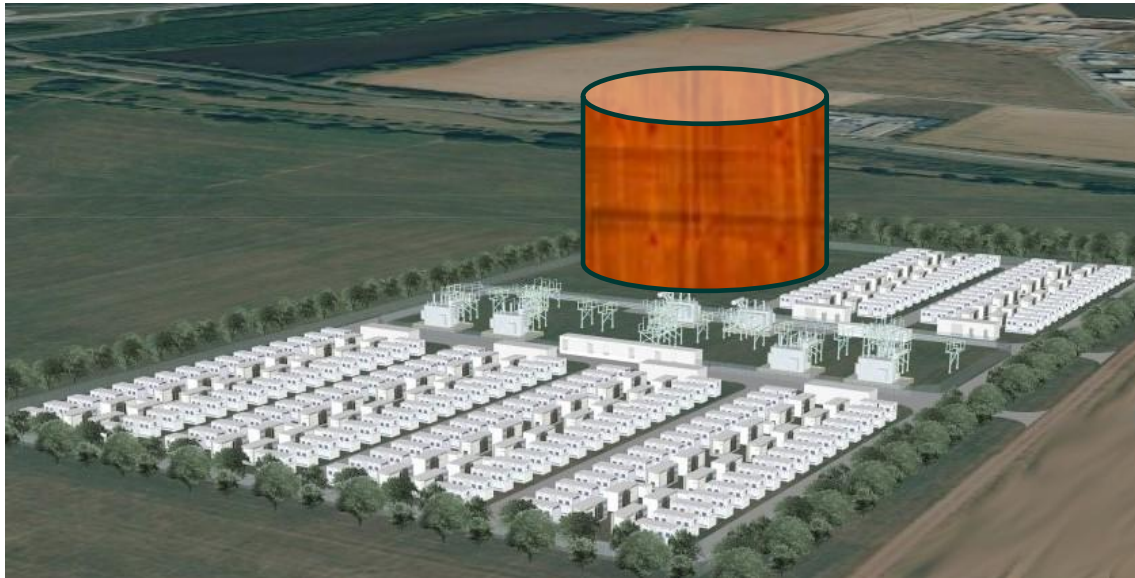


Sektorkopplung bietet große & kostengünstige Flexibilitätspotentiale

- 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-wengeroehr/>; 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 $\text{COP} = 2$ (AgoraEnergiewende(2023)), Speichereffizienz = 0,9 (Arnold, Karin (2019))

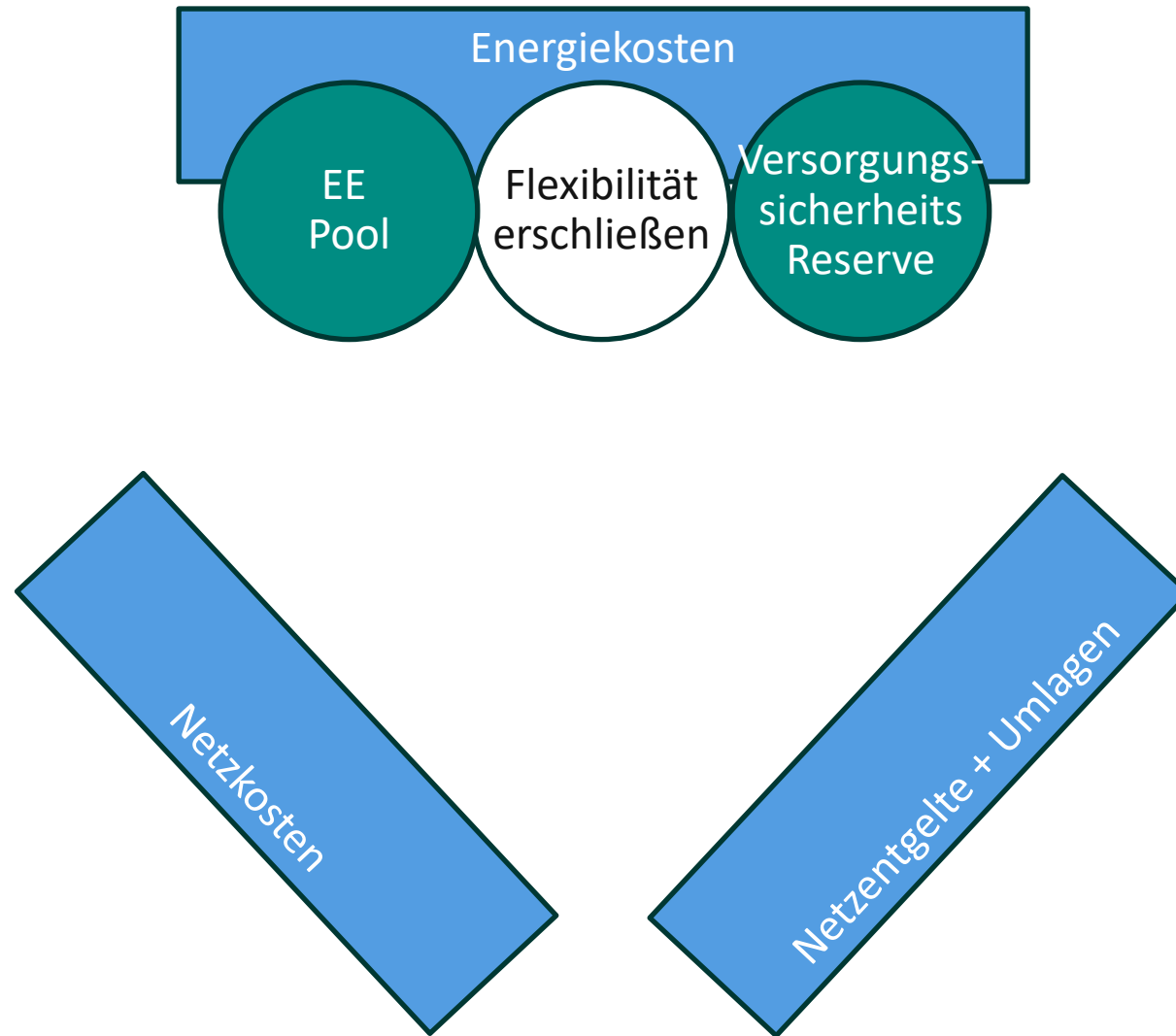
Lithium-Ionen-Akku Wittlich¹ :

- Speicher: $600 \text{ MWh}_{\text{el}}$
- Investition: 250 Mio €
- Etwa 400 €/kWh
- Größe: 6 ha

Fernwärme Mannheim²

- Speicher: $1500 \text{ MWh}_{\text{th}}$
 $\triangleq \text{ca. } 650 \text{ MWh}_{\text{el}}$
- Investition: 27 Mio €
- Etwa 40 €/kWh
- 40 m Durchmesser,
- 36 m Höhe

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten



Legend

- Reform Element
- Synergie im Paket
- Rote Fahne muss adressiert werden
- Stärkt Resilienz des Energiesystems

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 langfristigere 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

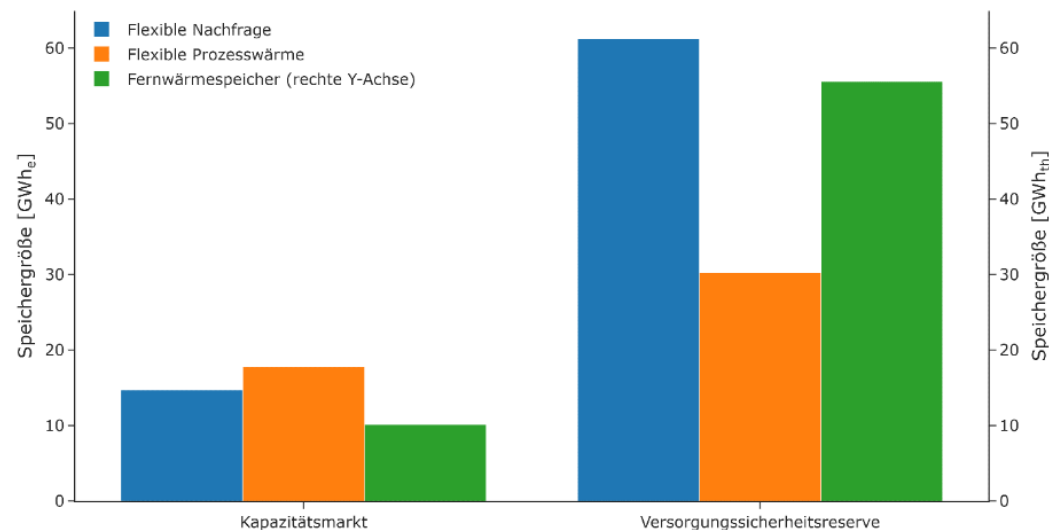
- Auslösekriterium: Nachfrage > Angebot war 2022 nicht haltbar
- Auslösekriterium: ≈ 500 €/MWh reduziert Kosten- und Interventionsrisiken

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?

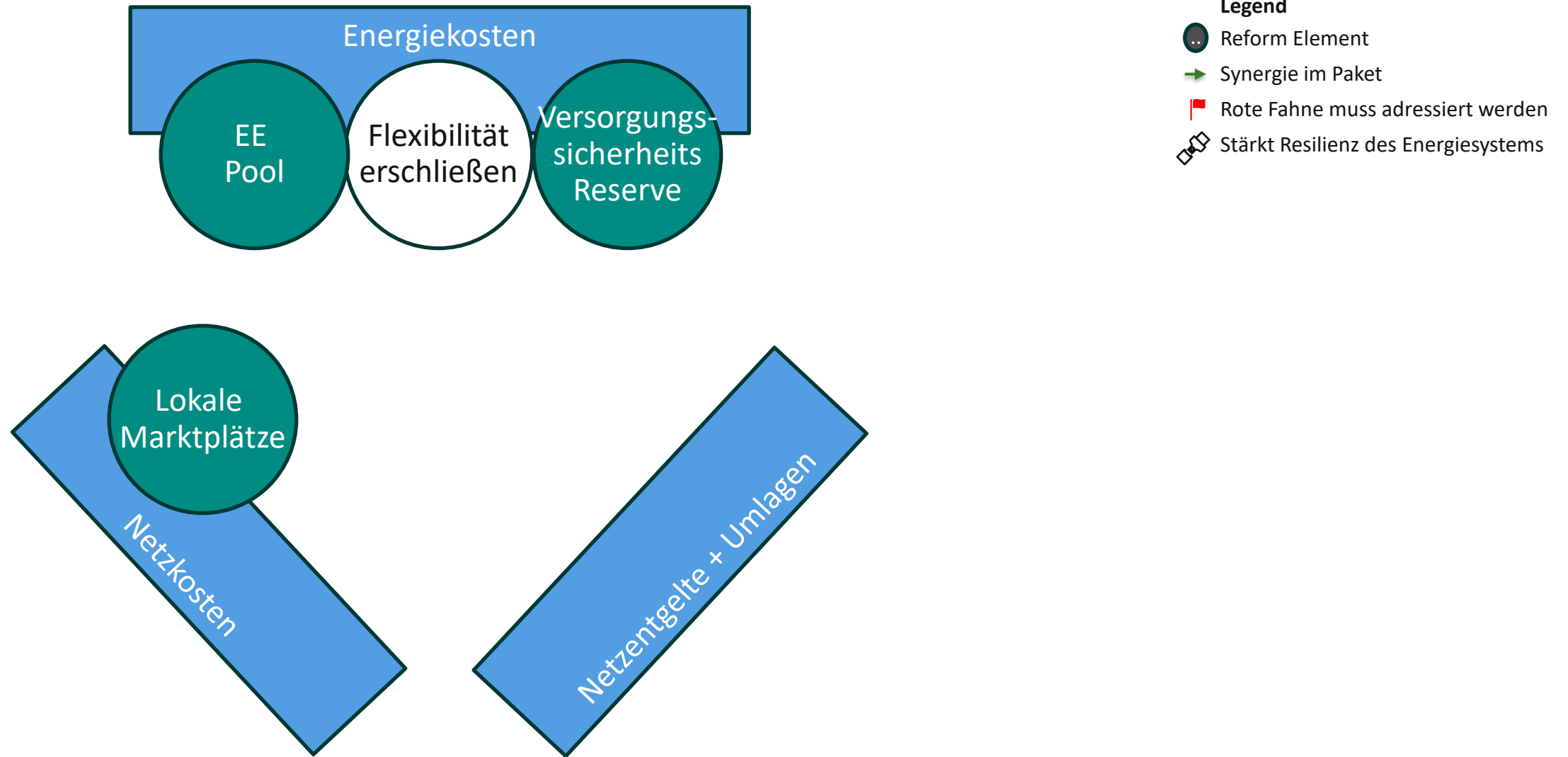
Wie wirken sich Kapazitätsmechanismen auf Investitionen aus?

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



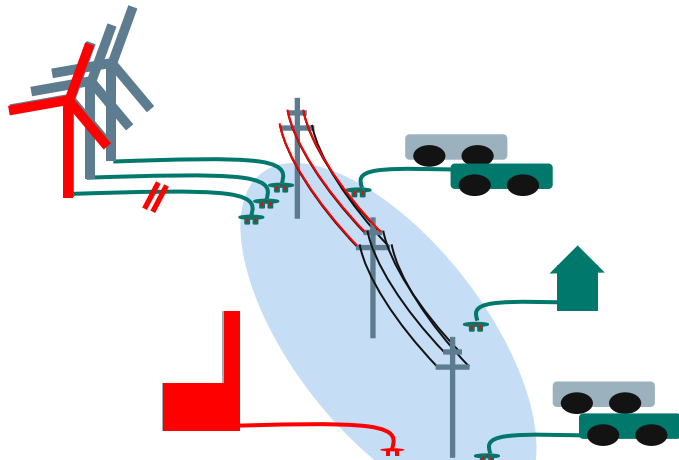
- Mittelfristig wird Flexibilität zum Standort- und Innovationsfaktor
 - Versorgungssicherheitsreserve nutzt Energiemarkt für Flexibilitätspotentialen
 - Kapazitätsmarkt – kommt Flexibilität in Ausschreibungen zum Zuge??
- Versorgungssicherheitsreserve stärkt Terminmarkt – und stabilisiert dadurch Stromkosten

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten



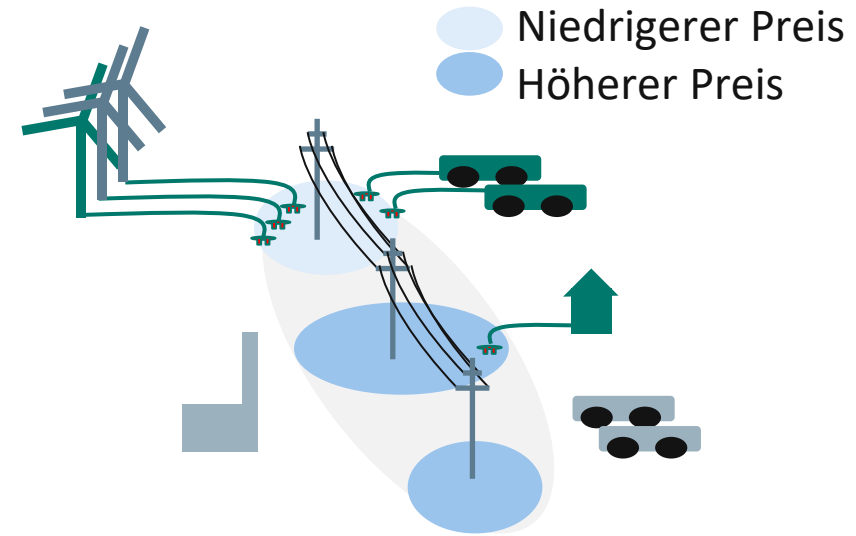
Lokale Preisgestaltung notwendig für effektive Nutzung und Vergütung von Flexibilität

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:

- Marktteilnehmer wird de-fakto 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 Marktplätze¹

- 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:

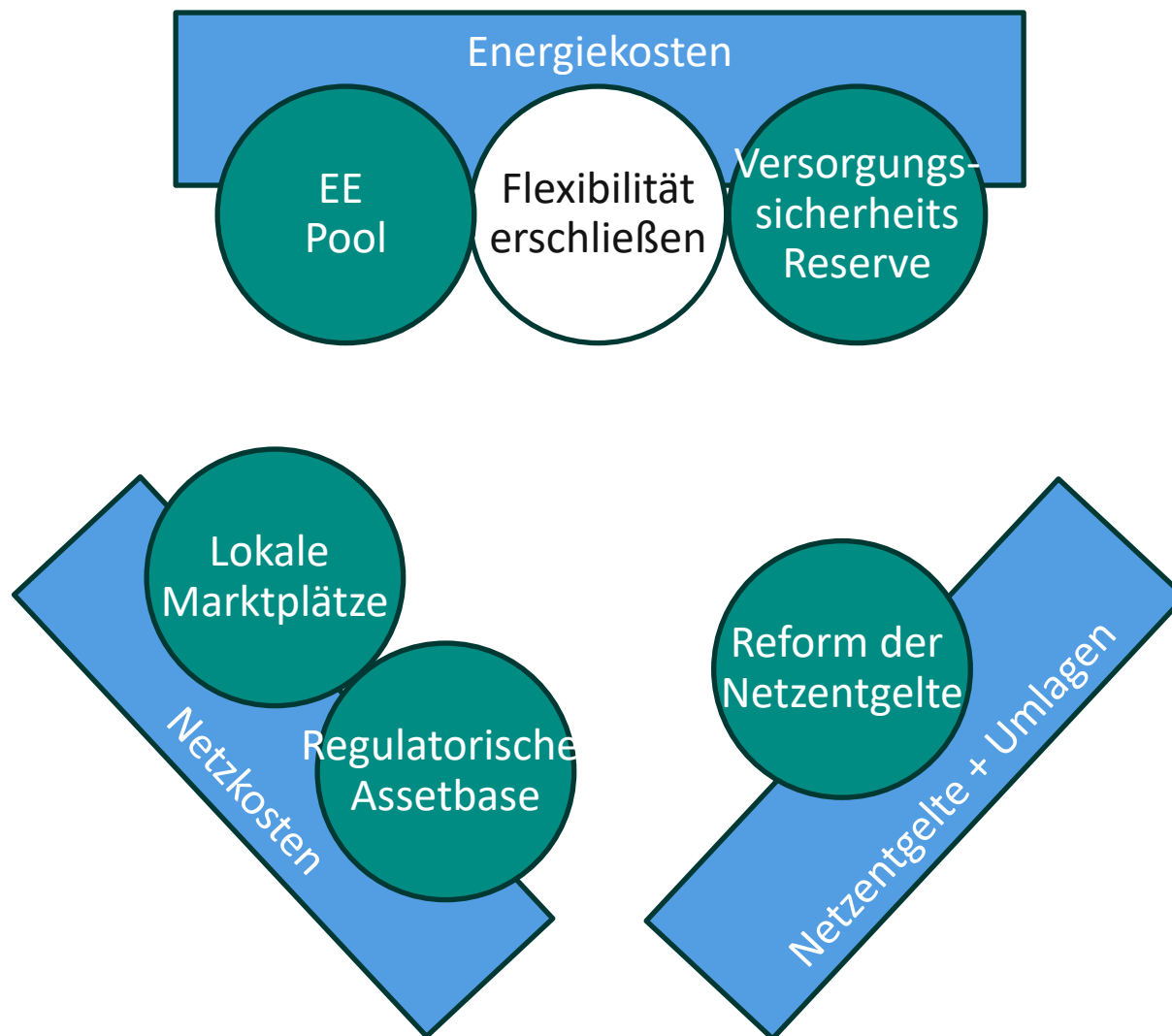
- Kann für den Verbraucher zugänglich und attraktiv sein
- Erschließung von Flexibilität für das System (Vermeidung von Autarkie)
- Klare Schnittstelle für den Betrieb von Übertragung und Verteilung

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

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten



- Legend**
- Reform Element
 - Synergie im Paket
 - 🚩 Rote Fahne muss adressiert werden
 - 🔧 Stärkt Resilienz des Energiesystems

Reformen für verlässlich bezahlbare Stromkosten

