



TP2-Abschlussworkshop: AP 2.6 – Analyse der systemischen Auswirkungen der C/sells-Anwendungsfälle

**Marian Klobasa, Sabine Pelka, Matthias
Kühnbach – Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung ISI**

16.10.2020

Gefördert durch:

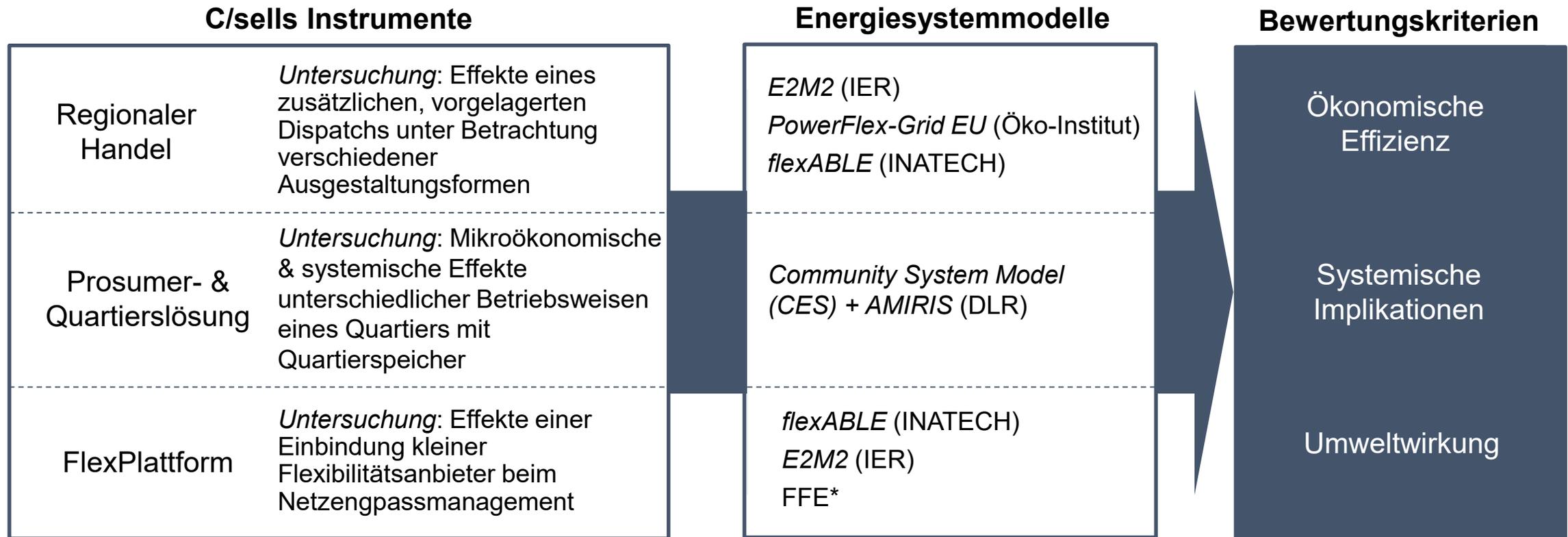


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Systemevaluation der C/sells Instrumente in AP 2.6

Methodisches Vorgehen



*Ergebnisse werden voraussichtlich nachgeliefert

Regionaler Handel – Modellrahmen definiert

Bewertungsmöglichkeiten



	E2M2 (IER)	flexABLE (INATECH)	PowerFlex-Grid (Öko-Institut)
Modelltyp	Optimierung	Agentenbasierte Simulation	Optimierung
Teilnehmende Akteure am regionalen Handel	Alle Akteure	Alle Agenten sind zugelassen (unterschiedlich zum zentralen Markt ist das zulässige Mindestgebot)	1. KW < 20 MW 2. Ausschließlich EE
Marktdesign	Regionaler Präferenzhandel (regionaler Eigenversorgungsgrad) Ausgleich über zentralen Spot	Regionaler Handel mit Ausgleich über zentralen Spot	Regionale Lastdeckung nach dem Subsidiaritätsprinzip mit nachgelagertem überregionalem Ausgleich
Räumliche Verteilung der installierten Leistung	Green-Field-Ansatz mit endogener Investitionsentscheidung	Verteilung von EE vorgelagert nach lokaler Nachfrageentwicklung in REF B	anhand aktueller EE-Verteilung und verfügbarer Potenziale
Einbezogene Flexibilitätsoptionen	Batteriespeicher, EE-Abregelung, Sektorkopplung (KWK-Anlagen, Wärmespeicher, Power-To-Heat)	Speicher / DSM / EE-Abregelung	Flexible Kraftwerke, Import/Export, Speicher, flexible Nachfrage (E-Mobilität, Power-to-heat, Elektrolyseure)
Geographische Dimension	Bundesländer	Bundesländer	450 Höchstspannungsknoten

Regionaler Handel

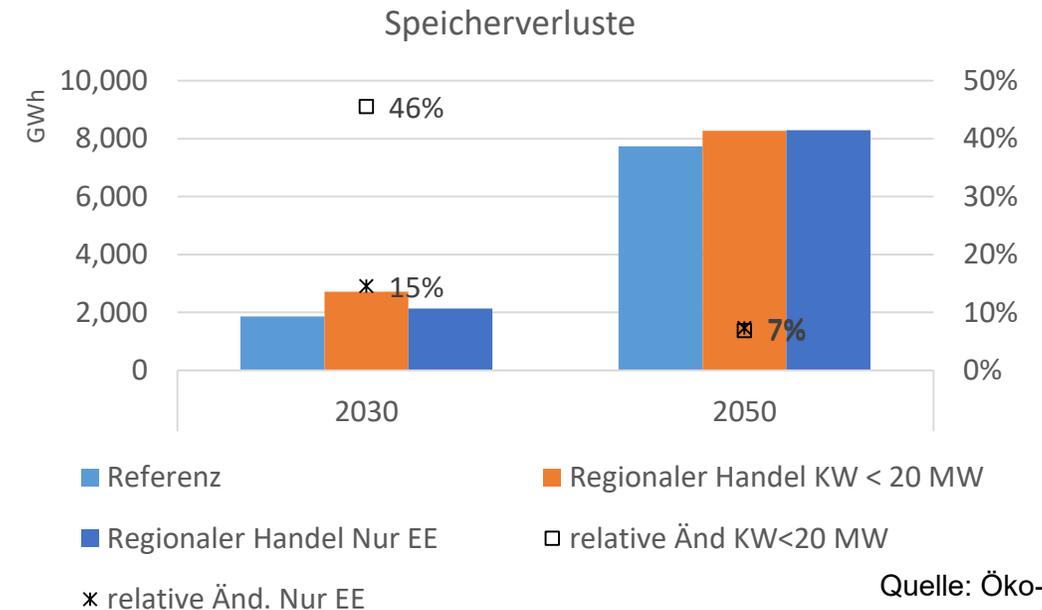
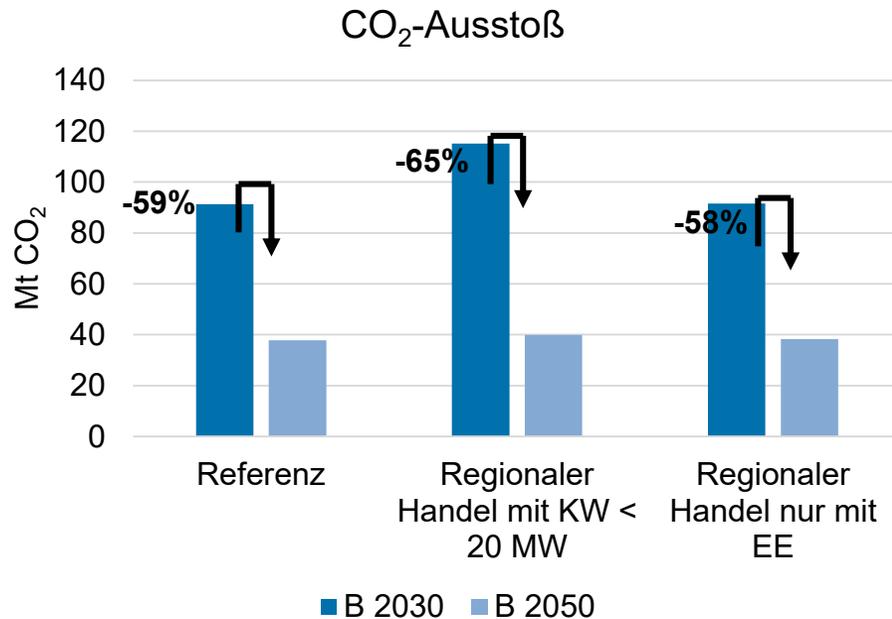
Hypothesen:

Zusätzlicher Anreiz für Ausbau erneuerbarer Energien

Regionaler Handel führt zu mehr Abregelungen und höheren Speicherverlusten

Akteursstruktur ändert sich

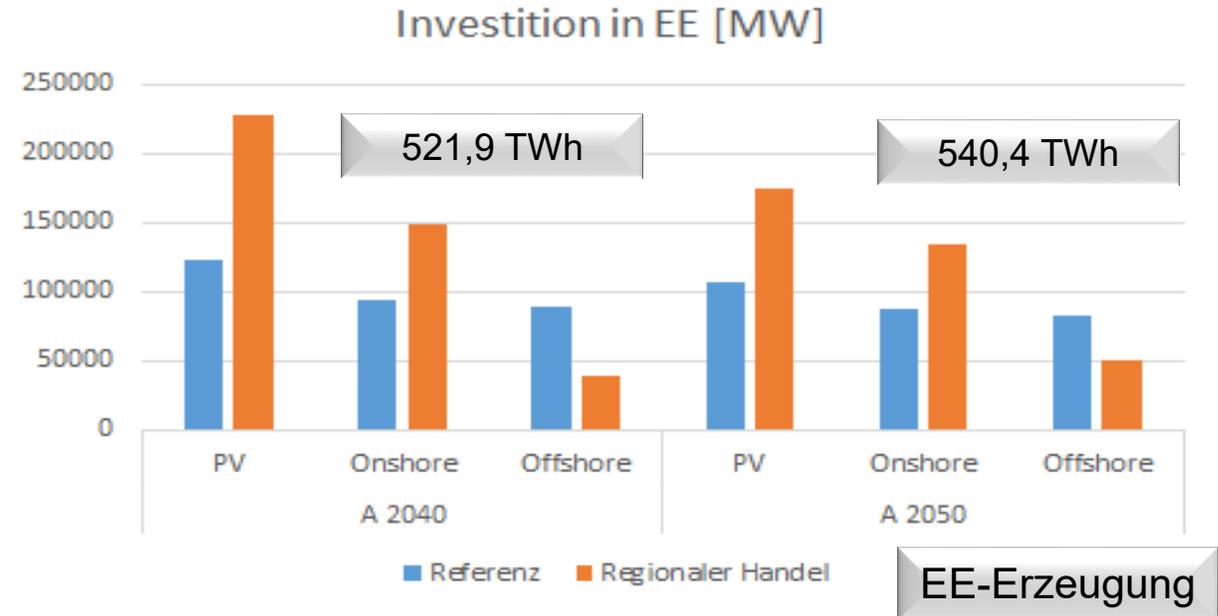
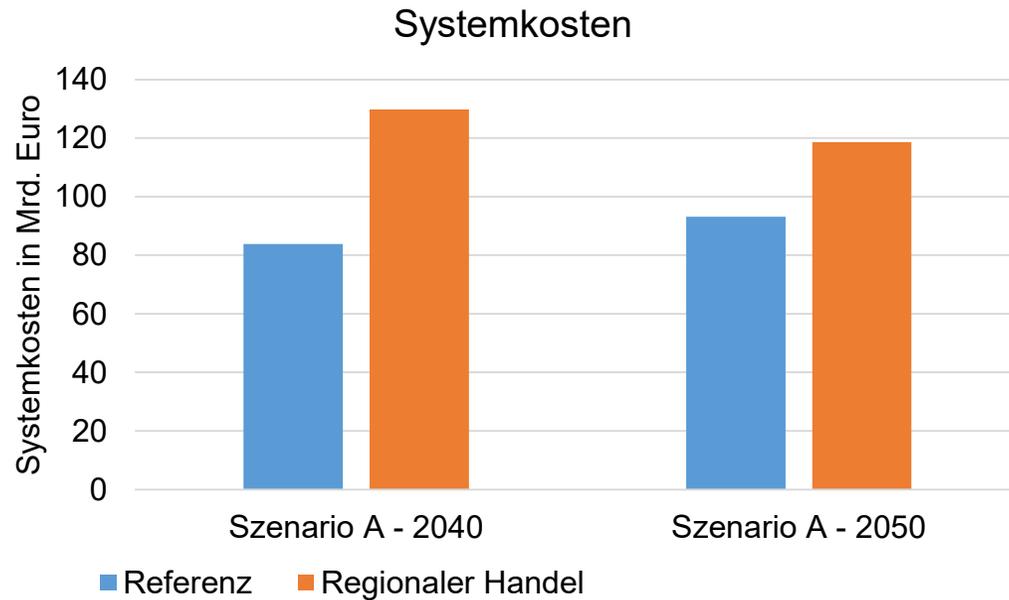
Umweltwirkung eines regionalen Handels mit KW < 20 GW oder ausschließlich EE



Quelle: Öko-Institut

- Mit hohem EE-Anteil (2050) pendelt sich niedriger CO₂-Ausstoß ein
 - Differenz zwischen regionalem Handel mit EE und Referenz vor 2050 marginal
 - Regionaler Handel kann – je nach Ausgestaltung – sowohl zu sinkenden als auch steigenden CO₂-Emissionen führen
- => Folgerung: Regionaler Handel nur mit EE, nicht mit regionalen fossilen Kraftwerken

Systemkosten eines regionalen Handels und resultierende Investitionen in EE



Quelle: IER

- EE-Ausbau im regionalen Handel (höherer regionaler Eigenversorgungsgrad):
 - ökonomisch vergleichsweise ineffizient, führt zu höheren Systemkosten durch Nutzung teurer Potenziale
 - Stärkere geographische Diversifizierung der Erzeugung durch den regionalen Handel und Anreize für Investition in regionalen EE-Ausbau
- Erzeugungsportfolio kleinteiliger, dadurch veränderte Akteursstruktur möglich (durch angepasste Anreizstrukturen und Nutzung von regionalen EE-Quellen)

Quartierslösung

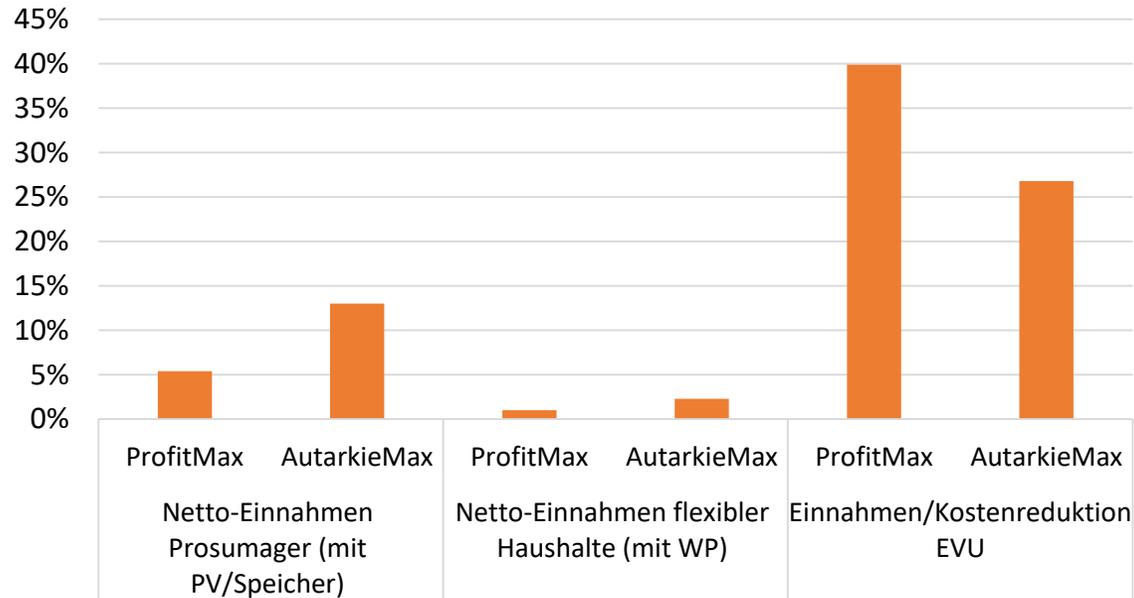
Hypothesen:

Quartierslösungen sind attraktiv für vielfältige Nutzergruppen

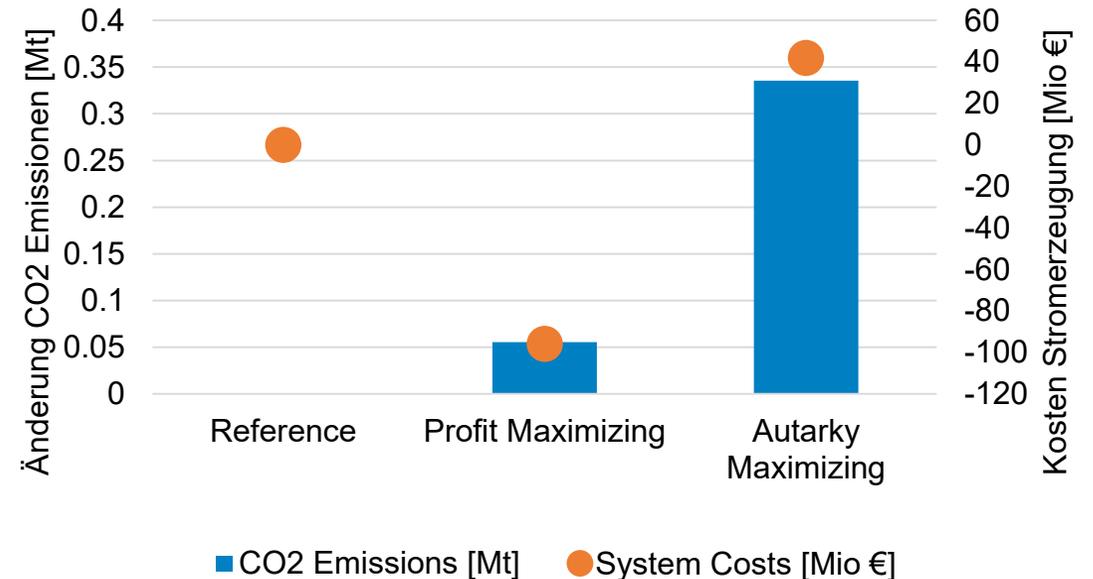
Erhöhter Nutzen gegenüber individuellem PV-Eigenverbrauch

Neue Betriebsformen von Quartierskonzepte aus Systemsicht sinnvoll...

Einnahmen/Kostenreduktion der Akteure
(Referenz: Status quo)

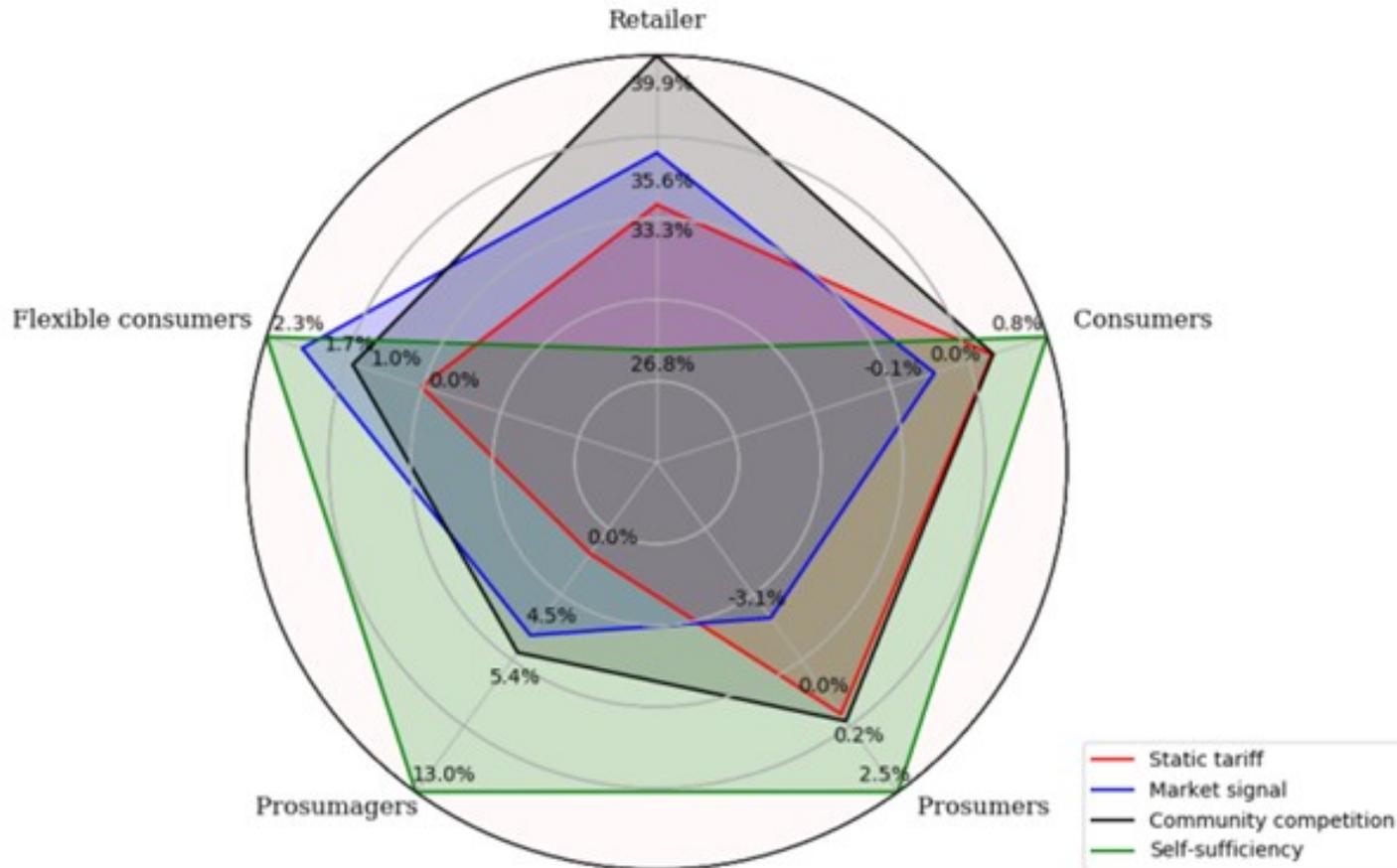


Systemkosten und Änderung der CO₂-Emissionen
(Referenz: Status quo)



- Marktorientierte Konzepte sind aus Umwelt- und ökonomischer Perspektive der Maximierung von regionaler Autarkie vorzuziehen
- Aktuelle Versorgungskonzepte in Quartieren (fixer Tarif & Eigenverbrauchsoptimierung) führen zu höherem CO₂-Ausstoß und geringerer Kompatibilität mit den Großhandelsmarktpreisen als gemeinschaftliche Versorgungskonzepte

...und auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht



Ergebnisse

- Bei gemeinschaftlichen Versorgungskonzepten (Community Competition) profitieren die Akteure am meisten....
- Jedoch Refinanzierung der Speicherkosten nur mit erheblichen Kostensenkung und Umlagenbefreiungen möglich...

Flexplattform

Hypothesen:

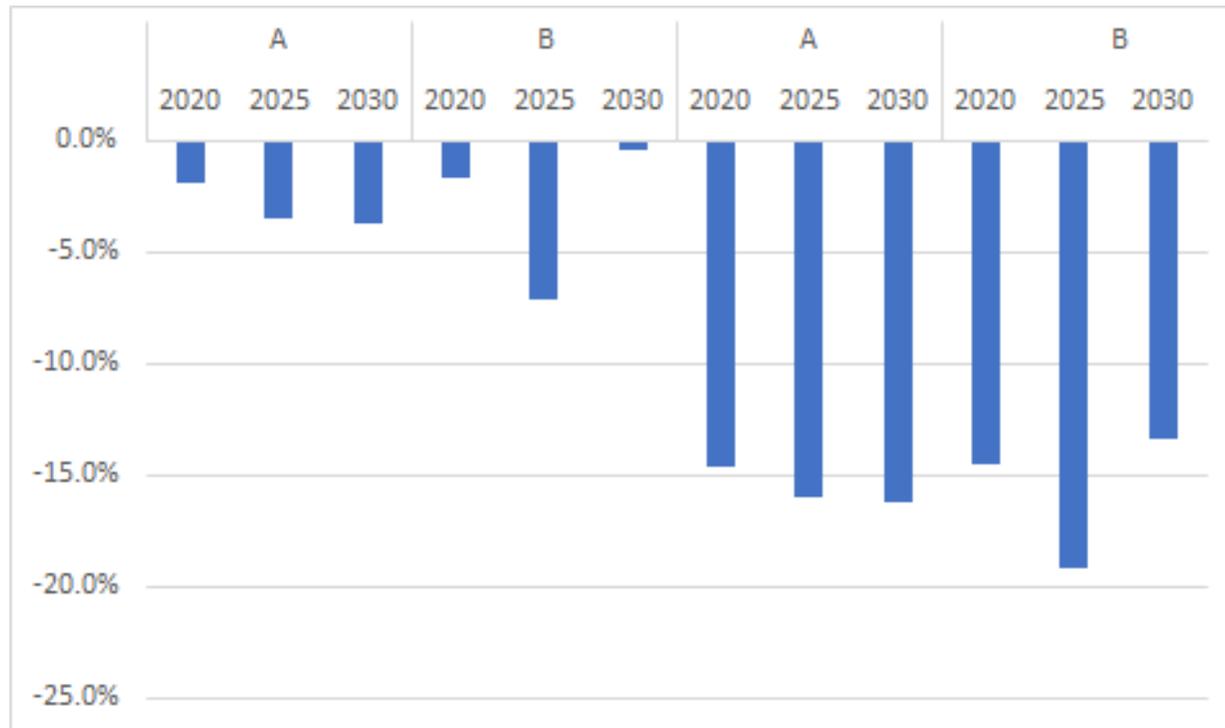
Kostensenkung durch den Einsatz von kleinteiliger Flexibilität

Mehr Marktteilnehmer

Die Flexplattform führt zu einem niedrigeren Redispatchvolumen und -kosten

Differenz Redispatchvolumen (TWh) Flexplattform im Vgl. zu Referenz

Differenz Redispatchkosten (kEUR) Flexplattform im Vgl. zu Referenz



Quelle: INATECH

Ergebnisse

- Durch die Einbindung von kostengünstiger, regionaler Flexibilität beim Netzengpassmanagement sinken die Redispatchkosten
- Niveau der Kosten für Netzengpassmanagement insgesamt erst bei hohen Anteilen von EE zunehmend
- Engpasskosten betragen 650 – 800 Mio. Euro/a in 2030

Fazit

Gesamtfazit

Systemwirkungen der C/sells Instrumente



- Erwarteter Nutzen eines **regionalen Handels**
 - zusätzlicher Ausbau von erneuerbaren Energien wird angereizt
 - Regionale Akteure können stärker aktiv werden
 - Kleinteilige Flexibilität wird angereizt
 - Systemwirkungen aus modelltechnischen Analysen:
 - Ökonomische Effizienz eines regionalen Handels ist unter den getroffenen Annahmen geringer im Vergleich zu einem überregionalen Handel (bei hohem EE-Anteil jedoch nur unwesentlich)
 - Ökologische Effizienz: Regionaler Ausgleich kann punktuell die Nutzung von EE erhöhen, führt jedoch aus Systemsicht zu erhöhten Speicherverlusten und einer stärkeren Nutzung regelbarer und konventioneller Kraftwerke und entsprechend zu erhöhten CO₂-Emissionen
 - **Quartierslösungen** können besser auf Systemanreize reagieren als heutige Eigenversorgung, Anreize für regionale Akteure, Systemkosten können gesenkt werden
 - Durch regionalen Handel und die **Flex-Plattform** konnten Engpasskosten reduziert werden. Engpasskosten steigen bis 2030 moderat, Anteil an Systemkosten aber vergleichsweise gering.
 - Mit höheren EE-Anteilen werden dann mehr EE-Abregelungen sowie Netzengpässe vermieden
- => Ziel der Instrumente aus Systemsicht: Investitionen in EE anregen und zusätzliche (regionale) Akteure dafür mobilisieren, kleinteilige Flexibilität erschließen