

www.new4-0.de

Cosimulation des Flexibilitätsmarktes im zukünftigen norddeutschen Energiesystem

Dr. Kaspar Knorr, Fraunhofer IEE
SINTEG-Abschlusskonferenz, 29.10.2020



NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende

An aerial photograph of a rural landscape at sunset. The sun is low on the horizon, casting a warm orange glow across the sky and the fields. The landscape features a mix of green fields, dark forests, and a line of trees in the distance. A semi-transparent teal oval is overlaid on the left side of the image, containing the text 'Zukünftiges norddeutsches Energiesystem'.

Zukünftiges norddeutsches
Energiesystem

Szenarienmodellierung



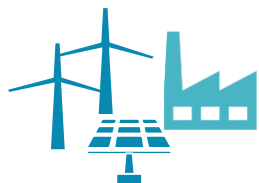
- Szenarienjahre: 2025, 2030, 2035
(Installationszahlen orientiert am NEP 2019 B für Deutschland und TYNDP 2018 für Europa)



- Zwei regulatorische Rahmenbedingungen: Basis und Flex
(letzte mit erhöhtem Anreiz für Sektorenkopplung)



- Vier modellierte Strommärkte:
 1. Day-ahead Markt
 2. Day-ahead Flexibilitätsmarkt (NEW 4.0 UC2, ENKO)
 3. Intraday Markt
 4. Schneller, lokaler Intraday-Markt (NEW 4.0 UC1)



- 13 Stromerzeugungstechnologien
- 19 Stromverbrauchsarten



- Modellierung des Hoch und Höchstspannungsnetzes
- Netzberechnungen:
 - ▶ Leistungsflüsse
 - ▶ Sensitivitätsmatrizen
 - ▶ Day-ahead Engpassprognosen
 - ▶ Ist-Engpässe



Zeitliche Auflösung: 15 Minuten

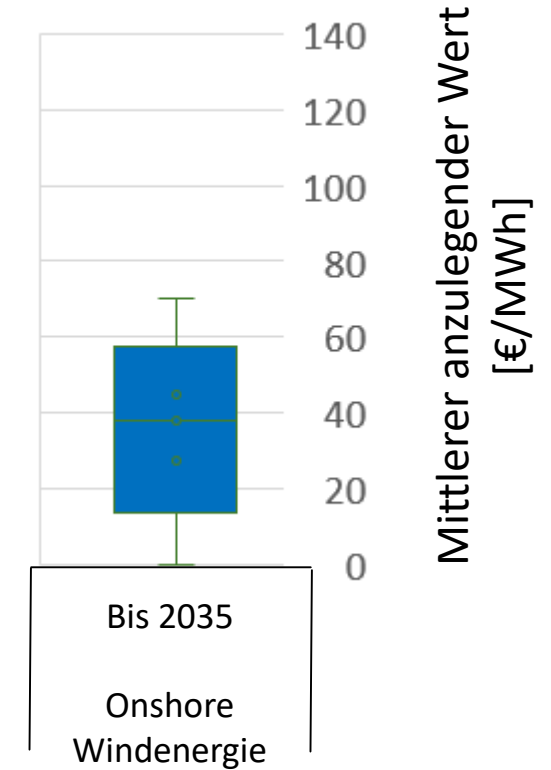
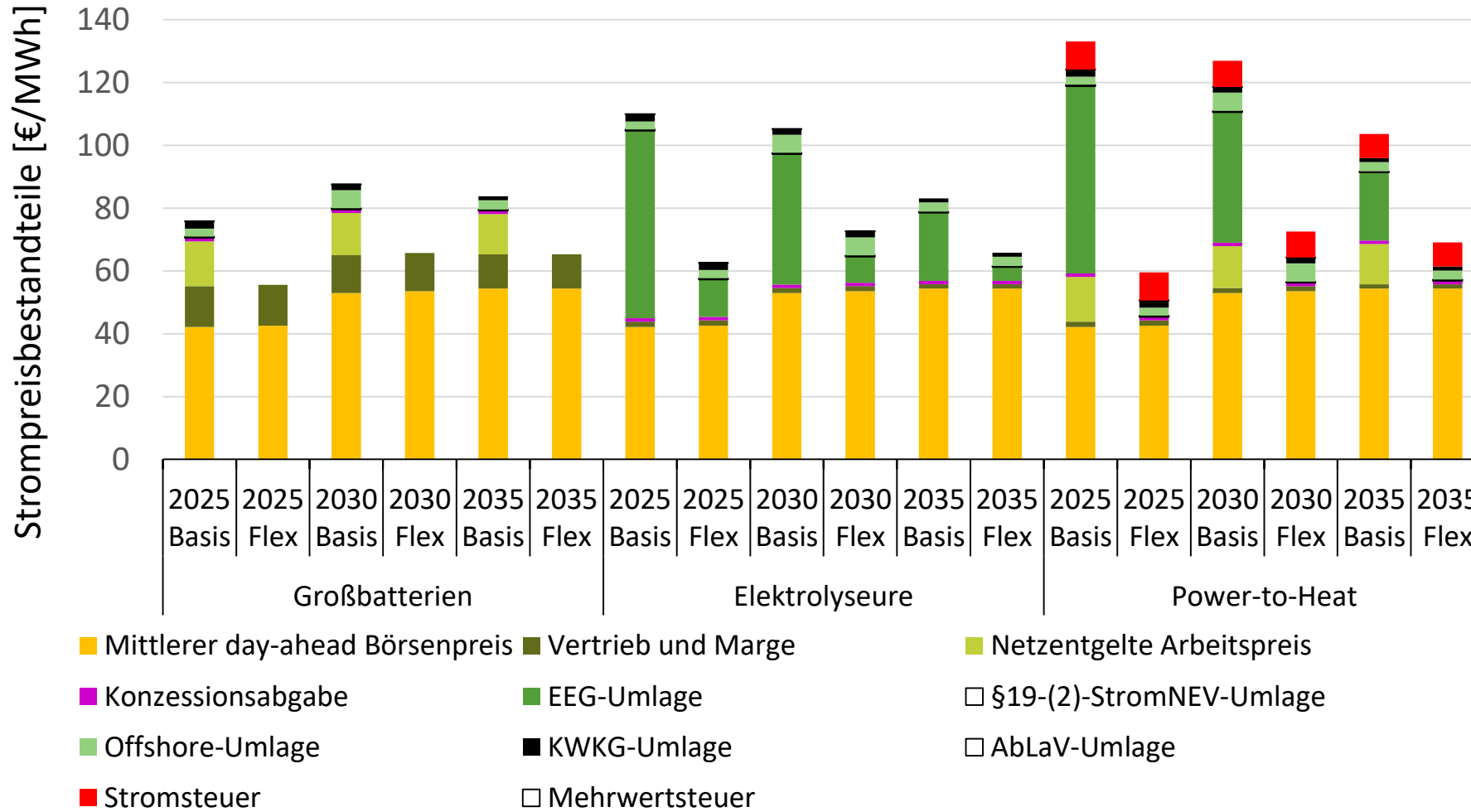
Räumliche Auflösung: 223 Hoch- und Höchstspannungsknoten

Betrachtungsgebiet: Schleswig-Holstein und Hamburg



Regulatorischer Rahmen und Strompreise

NEW 4.0



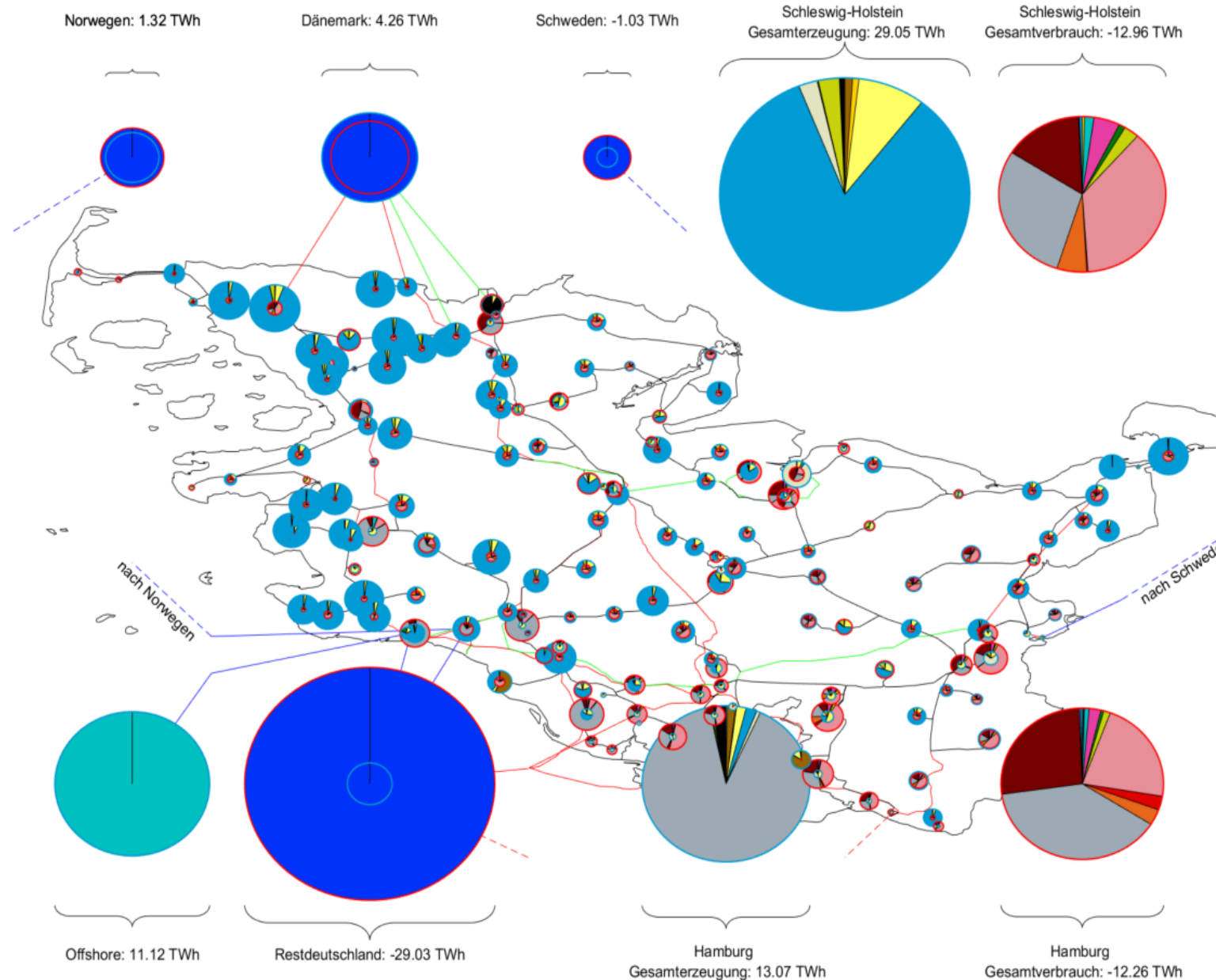


Jahresenergien im Szenario 2030 Basis

Technologie-Legende der
Stromerzeugungsdiagramme
mit blauer Umrandung



Technologie-Legende der
Stromverbrauchsdiagramme
mit roter Umrandung





○ Netzmodellierung auf Basis öffentlicher Quellen:

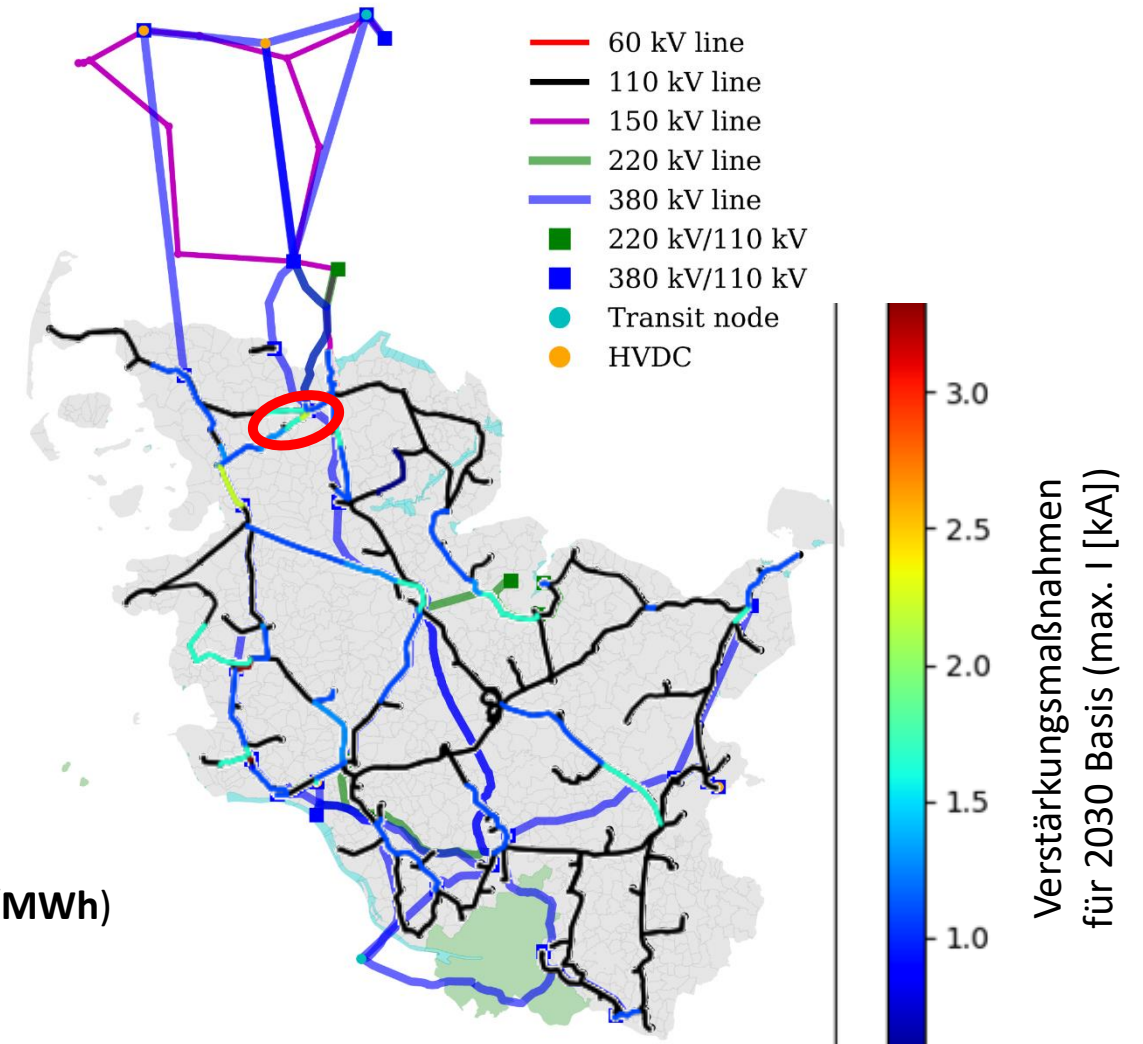
- ▶ OpenStreetMap
- ▶ ENTSO-E Netzkarte
- ▶ BNetzA Kraftwerksliste
- ▶ Maßnahmenkataloge von SH Netz, Tennet, Energienet
- ▶ NEP 2019

○ Das Netzmodell wird für 2025 so weit verstärkt, dass es nahezu keine Engpässe gibt.

○ Modellierte Netzenspässe 2030 (vorläufige Ergebnisse):

- ▶ Anzahl: 9306
- ▶ Maximale Netzenspassedauer: 2,5h
- ▶ Maximaler Netzenspasse: 101 MW/2,5h
- ▶ Gesamtübertragungsleistung: 3750,0 GWh zu 380M€ ==> ca. 100 €/MWh

Vorläufige Ergebnisse



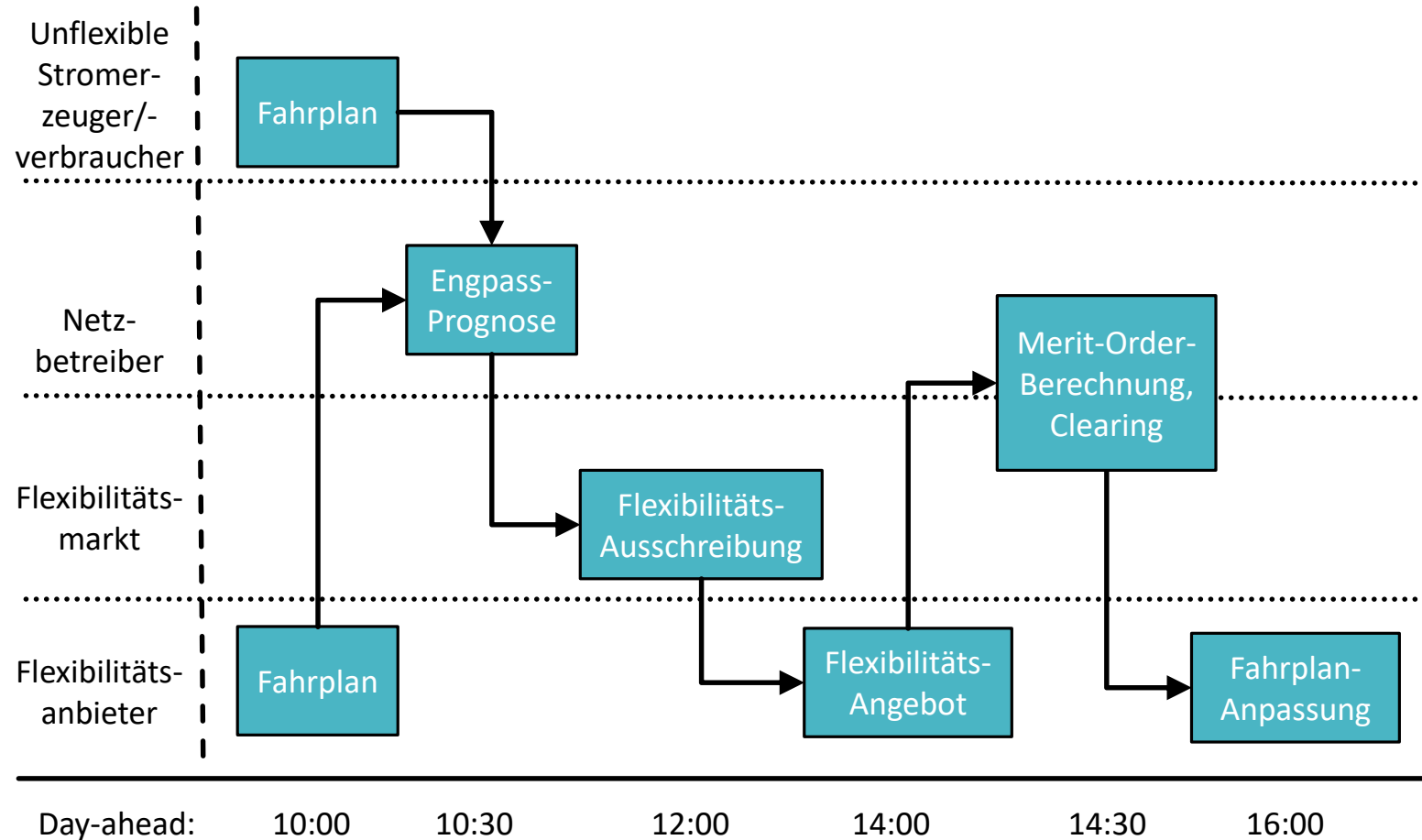
NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende

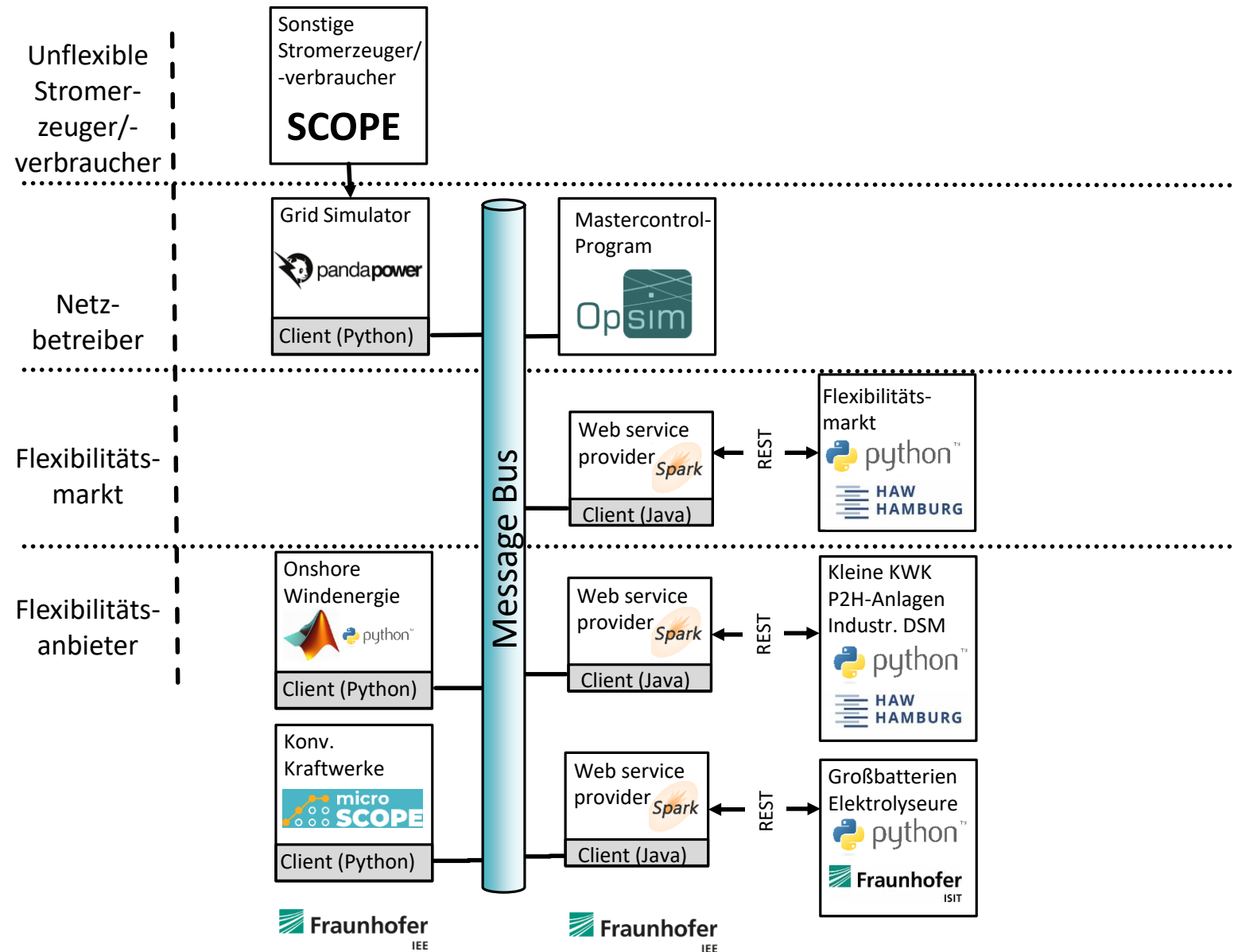
An aerial photograph of a rural landscape at sunset. The sun is low on the horizon, casting a warm orange glow across the sky and the fields. The landscape features a mix of green and brown fields, some with small trees or bushes. A dense forest is visible on the right side of the image. The sky is filled with soft, white clouds.

Cosimulation des
Flexibilitätsmarktes

Marktprozess

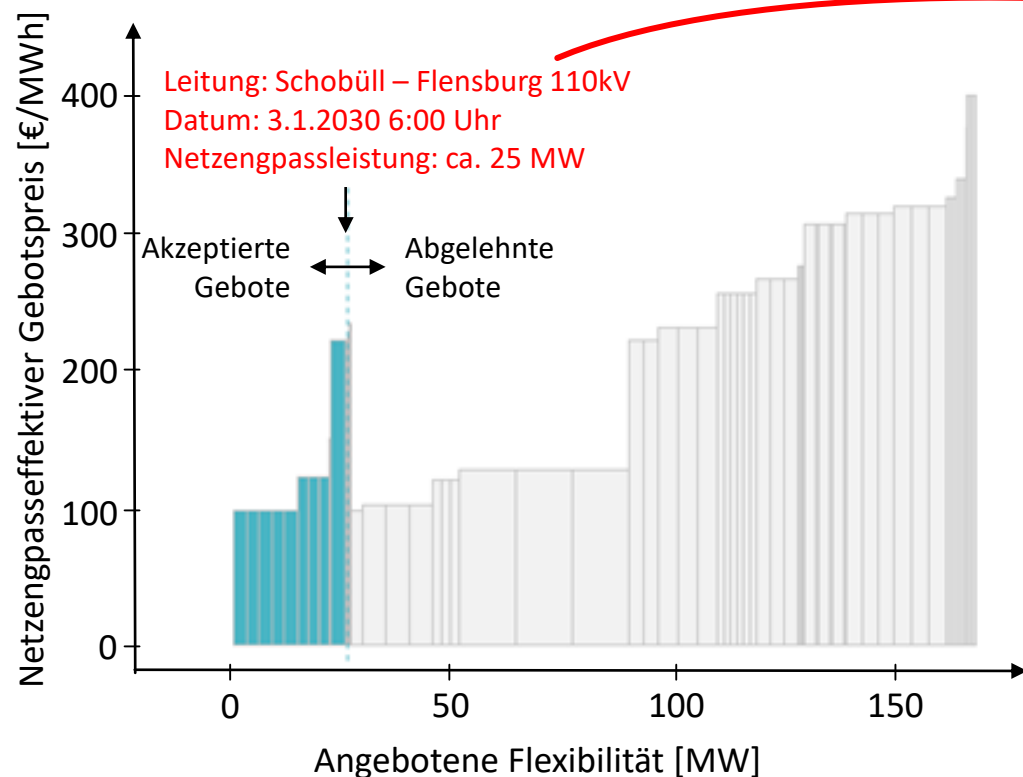


Cosimulations-Architektur

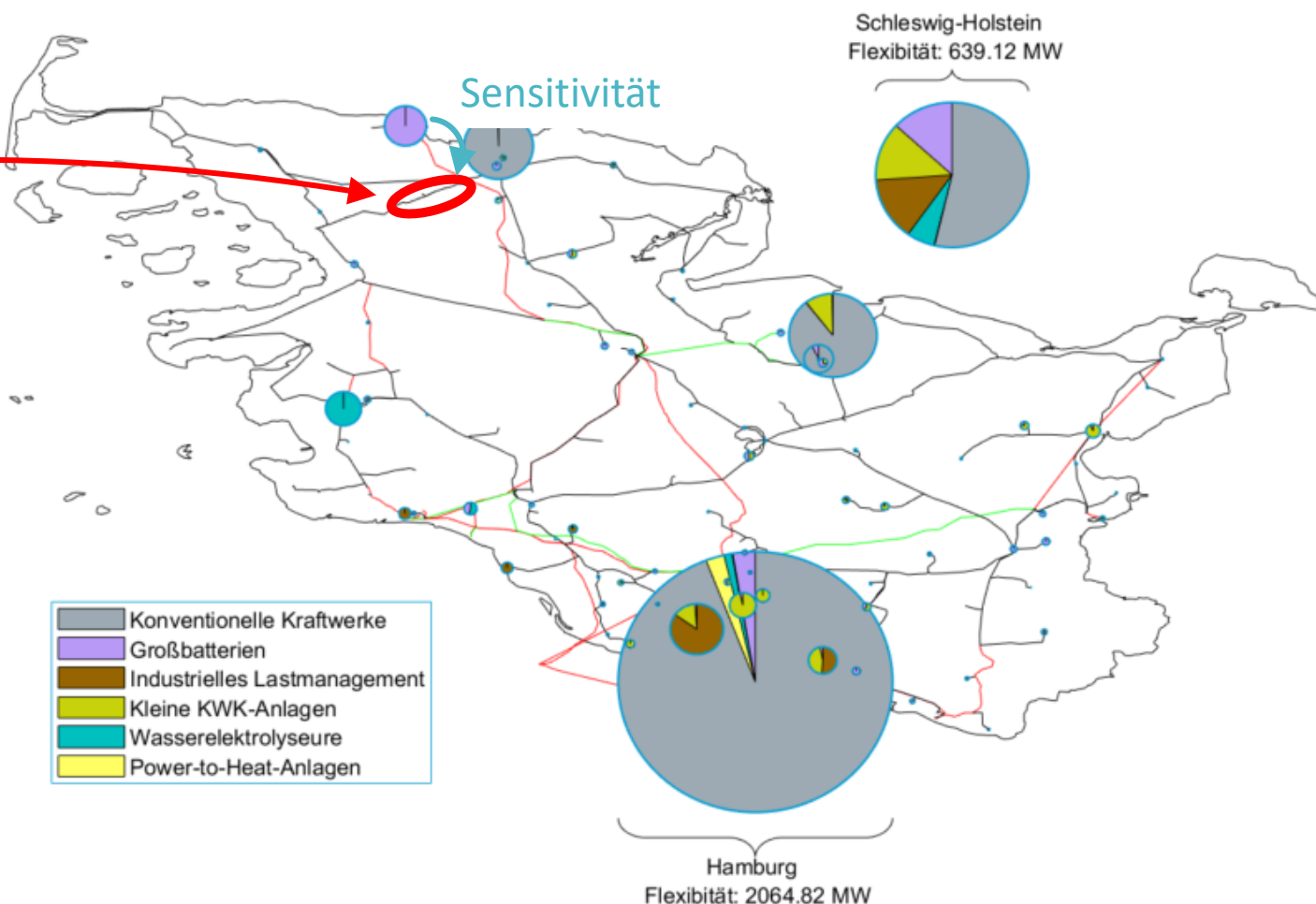


Flexibilitätsgebote

- Flexibilitätsgebot [€/MWh] = f(Börsenpreis, Opportunitäts-, Strombezugs-, Brennstoffkosten,)
- Netzungspasseffektiver Gebotspreis [€/MWh] = Flexibilitätsgebot [€/MWh] / Sensitivität [%]



Installierte Leistungen der Flexibilitätsanbieter (außer Wind)
in der Cosimulation des Flexibilitätsmarktes 2030



Ergebnisse für Szenario 2030 Basis (vorläufig)

Flexibilitätsanbieter	Nennleistung [MW]	Anzahl	Bezuschlagte Anzahl	Eingesetzte Flexibilität [MWh]	Flexibilitätskosten [€]	Spez. Flexibilitätskosten [€/MWh]
Großbatterien	138	72	34	134	2.329	17,4
KWK-Anlagen	85	35	8		22.538	75,9
Industr. DSM (Lasthub)	90	23	8		11.474	64,3
Elektrolyseure	58	6		35	96	2,8
Onshore Windparks	10.353	25		12.776	528.658	41,4
Power-to-Heat	46					
Konv. Kraftwerke	2.287		0			
Summe:	13.057	500	286	13.400	565.000	Gewichteter Mittelwert: 50

Vorläufiges Ergebnis

Behobene
Engpassleistung:
11.300

Gesamtüberlastung:
17.600

mittlere
Sensitivität:
84%

Durch Flexmarkt
⇒ behobene
Engpässe: 64%

⇒ Kostenreduktion zu 100
€/MWh in 2019: ca.50%

Zusammenfassung

- Die Modellregion wird sich ab 2030 zu über 150% mit erneuerbaren Energien versorgen.
- Die Modellregion wird zunehmend Stromexporteur und –transitregion.
- Die Netzengepässe werden aufgrund von Netzausbau deutlich abnehmen.
- Ein Flexibilitätsmarkt kann die verbleibenden Kosten für Netzengepassmanagement weiter reduzieren.
- Zur Stärkung von Sektorkopplung und Flexibilitätsmarkt sind
 - ▶ die staatlich induzierten Strompreisbestandteile weitestgehend zu reduzieren und gezielte Fördermechanismen für lastseitige Flexibilitäten zu entwickeln.
 - ▶ weitere Flexibilitäten unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und Engpassorten zu erschließen.

NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende



www.new4-0.de

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Herausgeber: Projektbüro NEW 4.0

Konzeption: qub media GmbH

© CC4E der HAW Hamburg, 2019