

Herzlich willkommen zum Abschlussworkshop des Forschungsprojekts AVerS!

Projektpartner:



Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung**
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

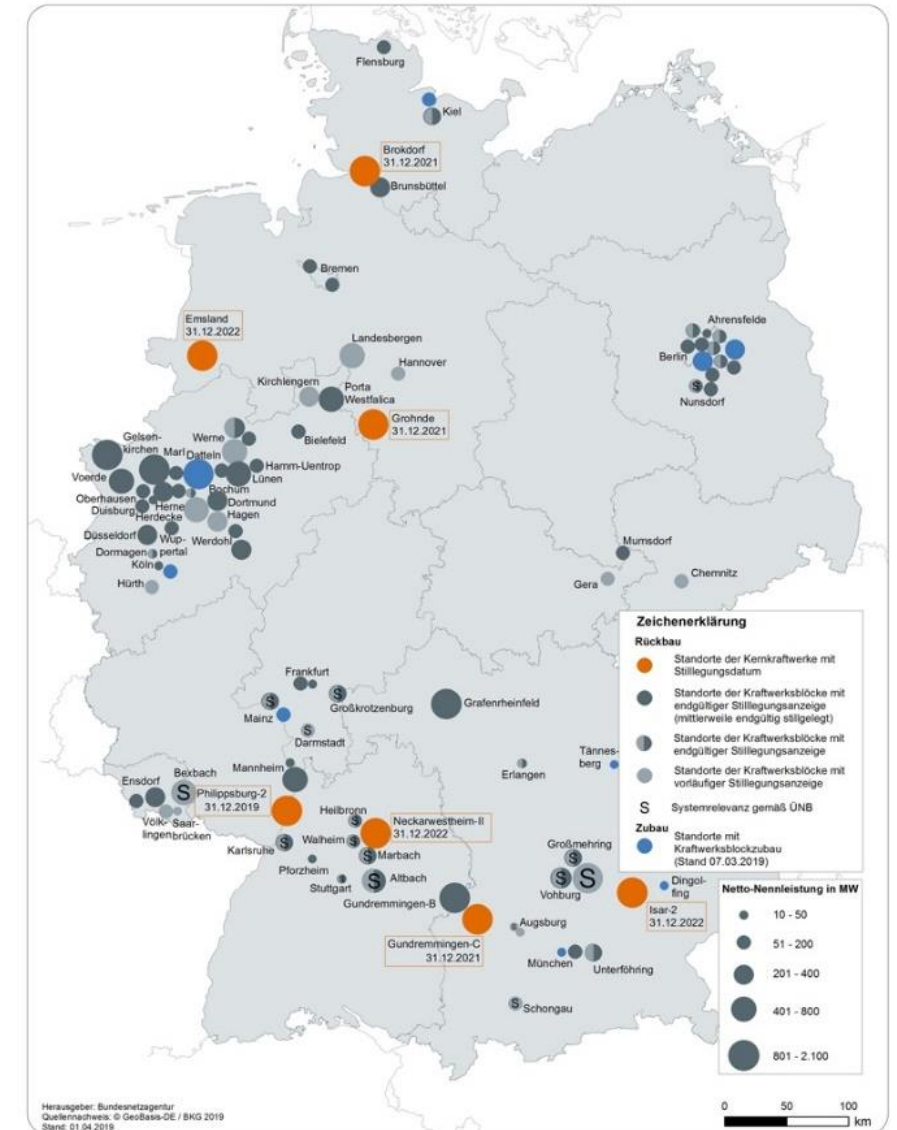
1. Veränderungen im Kraftwerkspark

■ Umfangreiche Stilllegungen von gesicherter Kraftwerksleistung durch:

- beschlossenen Kernkraftausstieg
- unrentable Kraftwerke
- abzusehenden Kohleausstieg

■ Hoher Stilllegungsanteil in Süddeutschland

Quelle: BNetzA (2019) Kraftwerksstilllegungsanzeigen



Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

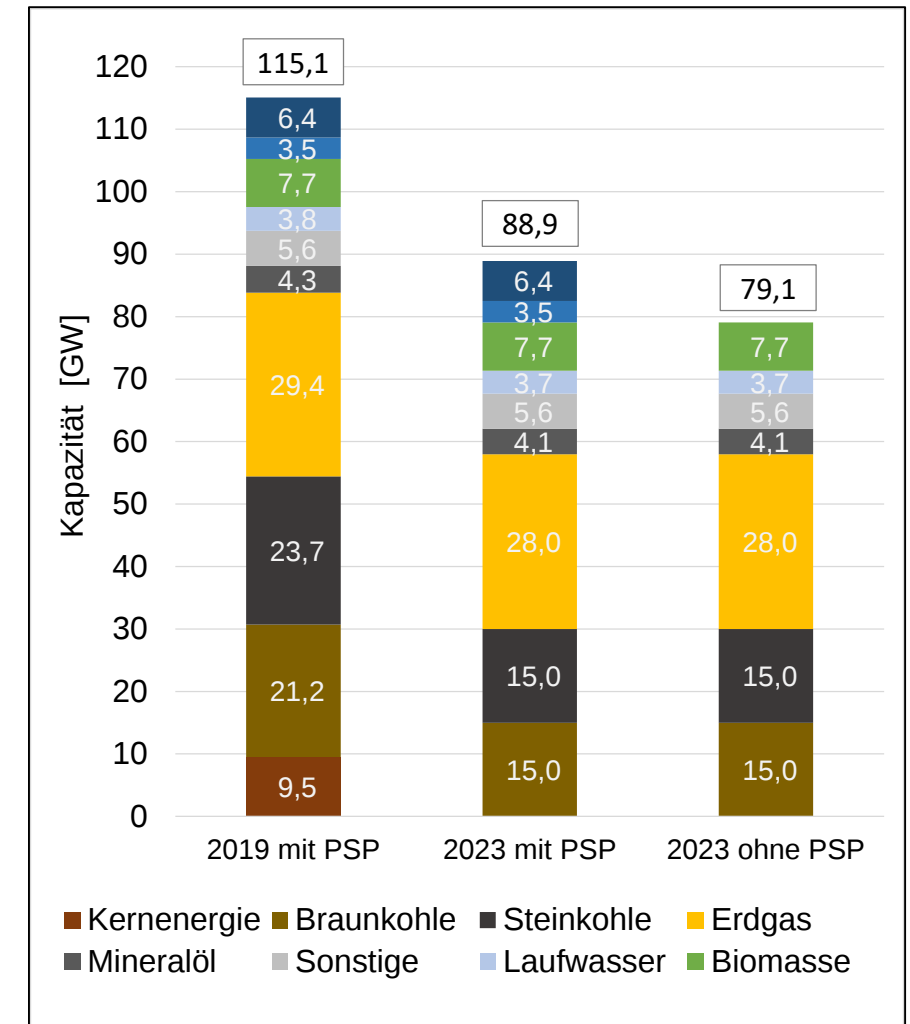
7 Fazit

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

1. Veränderungen im Kraftwerkspark

Entwicklung der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland:

- Stilllegungen von ca. 26 GW bis 2023
- Auf Grund des Kohleausstiegs werden weitere 30 GW bis 2038 reduziert werden



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2019)

Agenda:

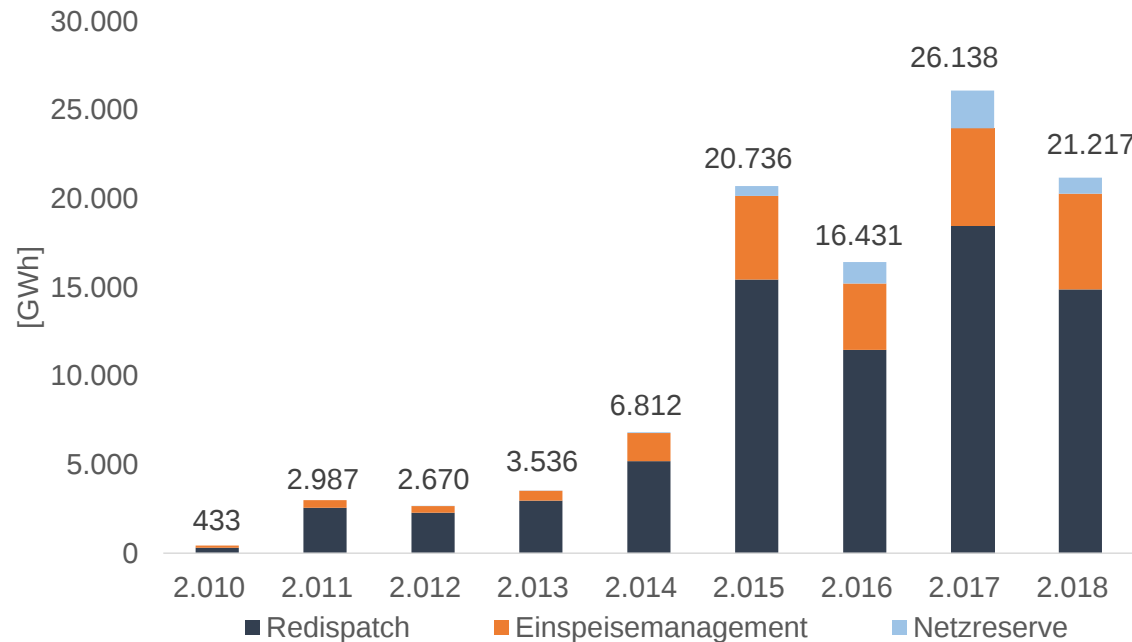
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

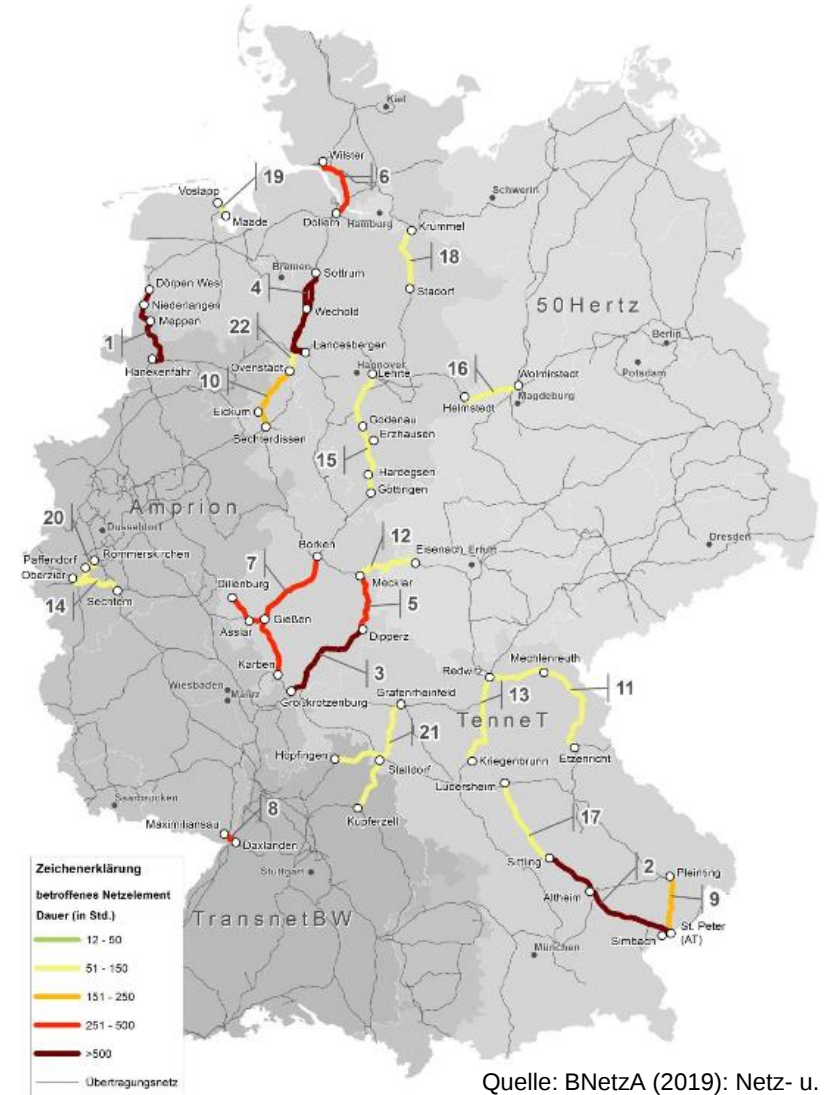
2. Netzengpässe

■ Windkraft-Zubau in Norddeutschland führt zu:

- Zunehmenden Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz
- Steigenden Abregelungs-, Netzreserveeinsatz- und Redispatchvolumina und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA, Monitoringberichte



Quelle: BNetzA (2019): Netz- u. Systemsicherheitsmaßnahmen 2018

Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

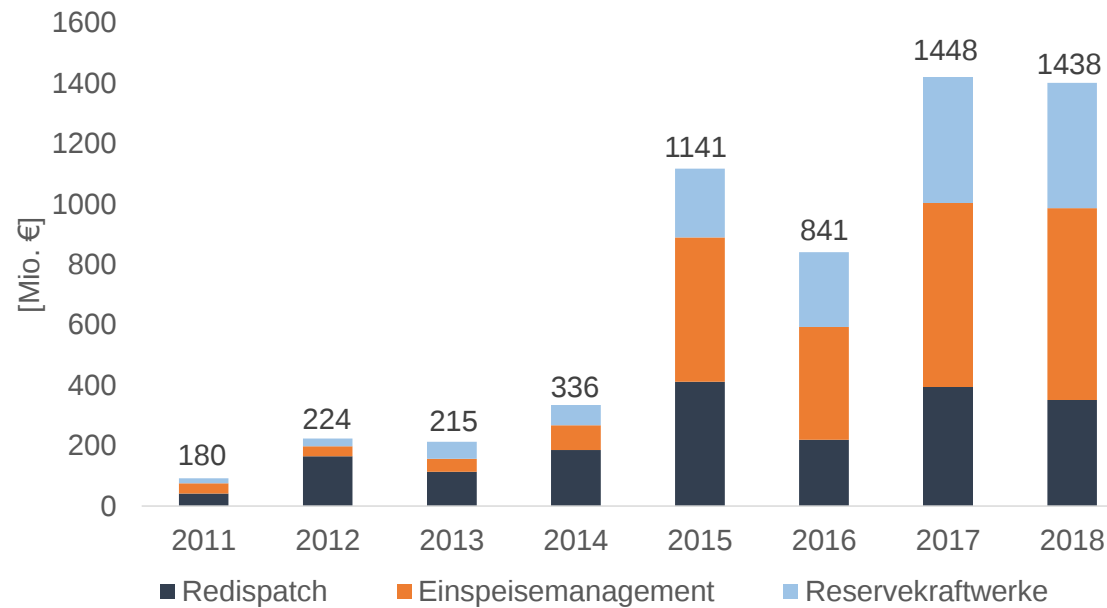
7 Fazit

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

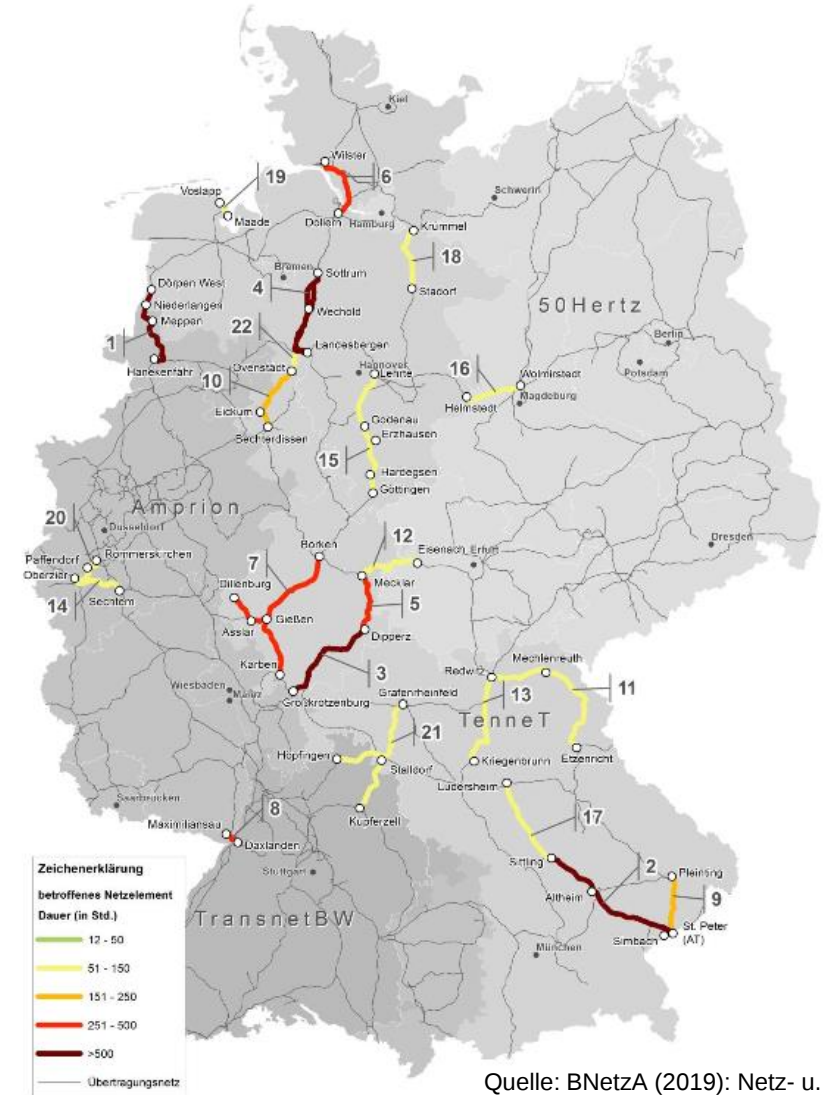
2. Netzengpässe

■ Windkraft-Zubau in Norddeutschland führt zu:

- Zunehmenden Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz
- Steigenden Abregelungs-, Netzreserveeinsatz- und Redispatchvolumina und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA, Monitoringberichte



Quelle: BNetzA (2019): Netz- u. Systemsicherheitsmaßnahmen 2018

Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Instrumente zum Erhalt der Versorgungssicherheit Ergänzungen zum Netzausbau nötig?

- NEP berücksichtigt Nord-Süd-Engpässe
- 8GW HGÜ-Korridore bis 2025 geplant
- **ABER:** Netzausbau kann sich verzögern

Sind ergänzende Maßnahmen mit lokaler Steuerung zum Netzausbau nötig?

- **Market Splitting in Deutschland**
- **Kapazitätsmechanismus**
- **Demand-Side-Management**

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber, NEP 2030 2. Entwurf



Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Projektvorstellung: Forschungsfrage

Analyse der Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der europaweiten Kopplung der Strommärkte

- Auswirkungen **verschiedener Marktdesignoptionen in Deutschland und den europäischen Nachbarländern** auf die Versorgungssicherheit in Deutschland, insbesondere Süddeutschland,
- Auswirkungen der **europäischen Marktkopplungsmechanismen** auf die Versorgungssicherheit in Deutschland im Allgemeinen und Süddeutschland im Besonderen und
- Beitrag der **Nachfrageflexibilisierung** zur Versorgungssicherheit.

Agenda

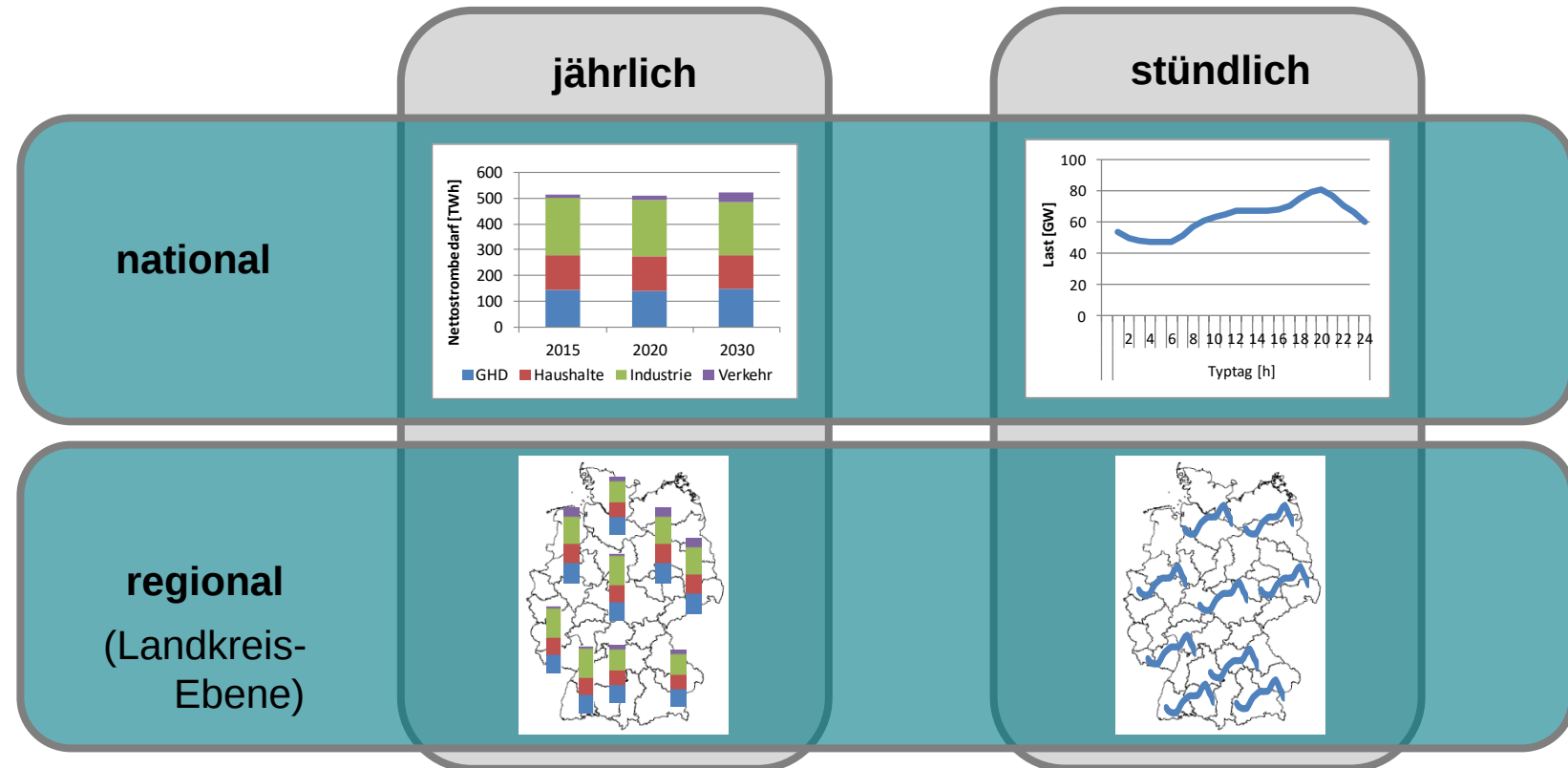
- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik**
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der langfristigen Stromnachfrage

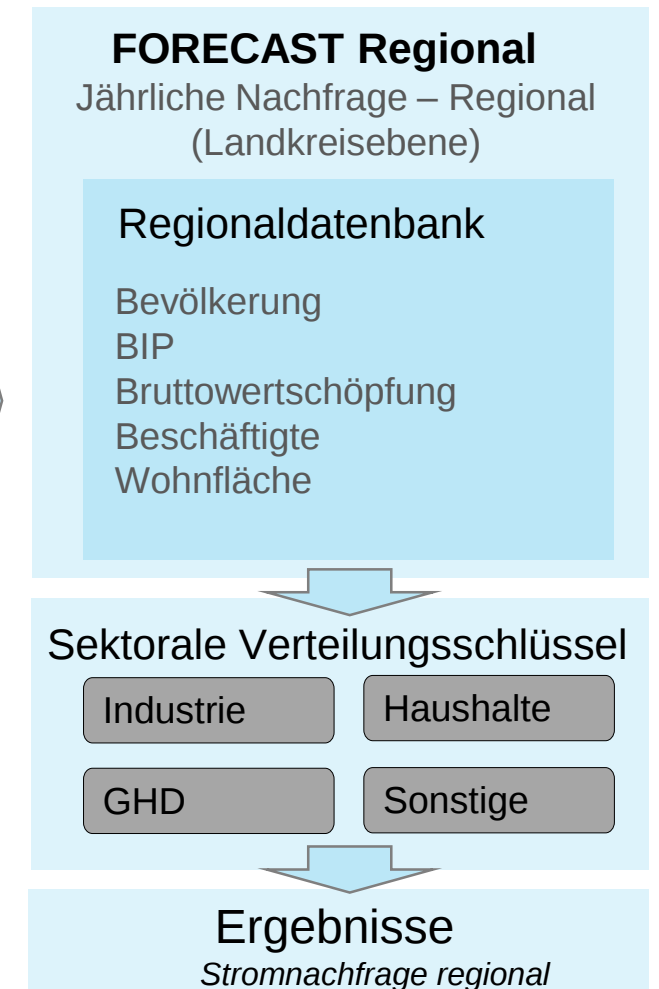
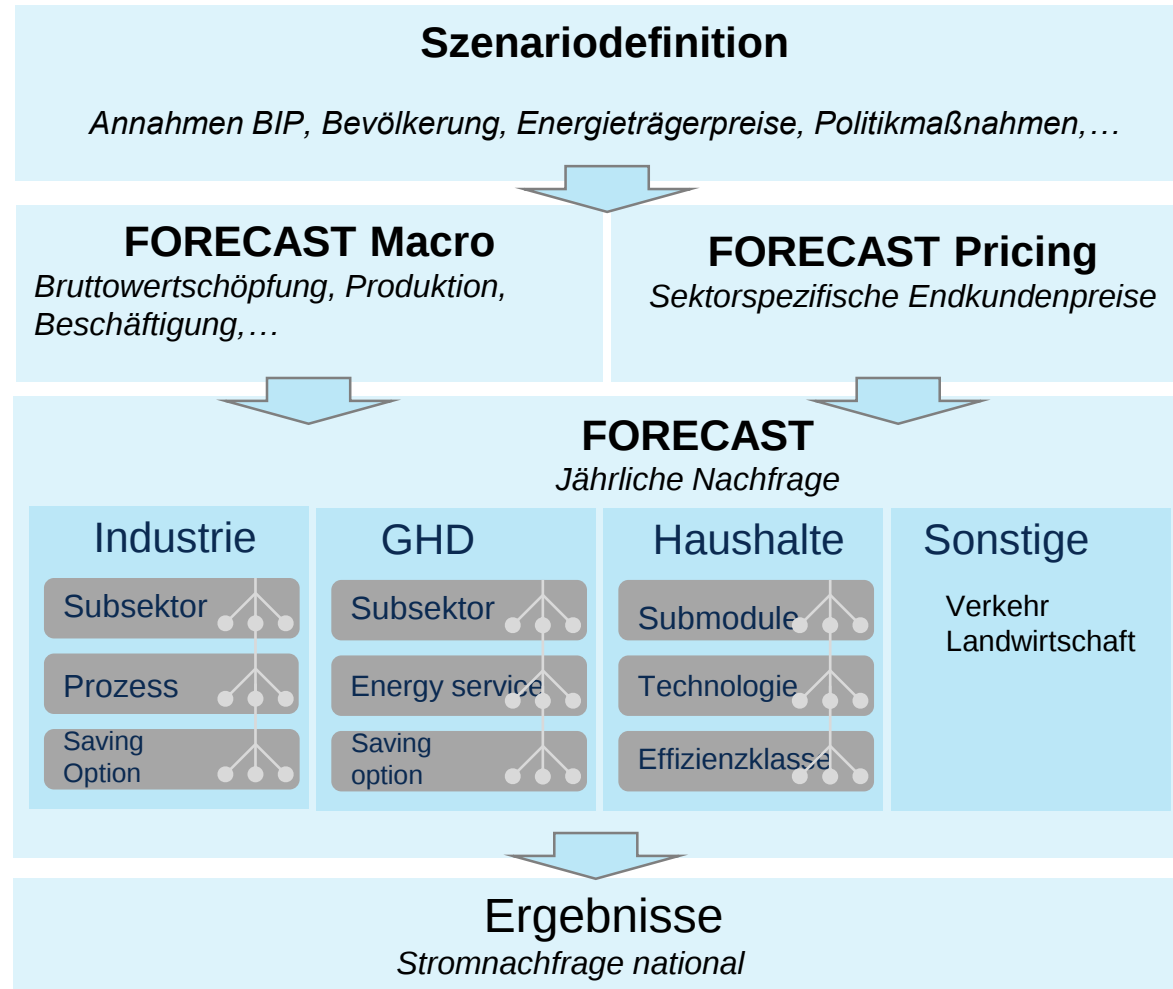
Dimensionen der Modellierung: Modellverbund FORECAST und eLOAD



Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

FORECAST: Projektion der Jahresstromnachfrage



Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

eLOAD - Lastkurvenprojektion

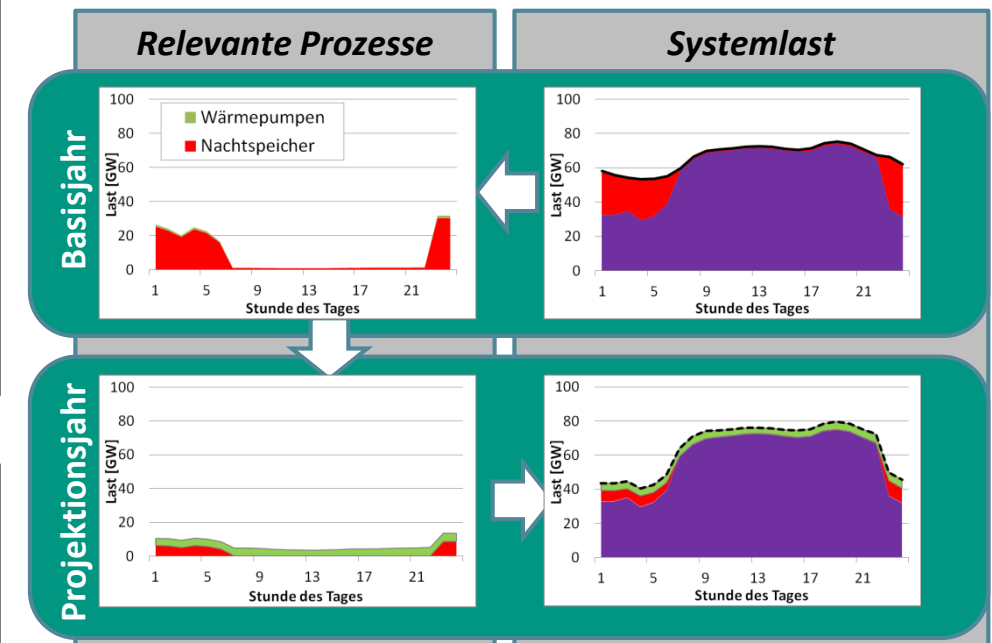
Methodik

Partielle Dekomposition der historischen Systemlast

- Simulation der Zusammensetzung der Systemlast und deren langfristige Entwicklung
- Berücksichtigung von prozessspezifischen Änderungen
- Statisches Verhalten wird angenommen

Ergebnisse

- Stündlich aufgelöste Systemlast im Zieljahr vor Einsatz von Lastmanagement
- Langfristige Entwicklung der Systemlastkurve zur Identifikation struktureller Veränderungen



Agenda:

1 Projekt AVeRS

2 Methodik

- FORECAST und eLOAD
- **PowerACE**
- ELMOD
- Modellkopplung
- Szenarioüberblick

3 Szenario REF

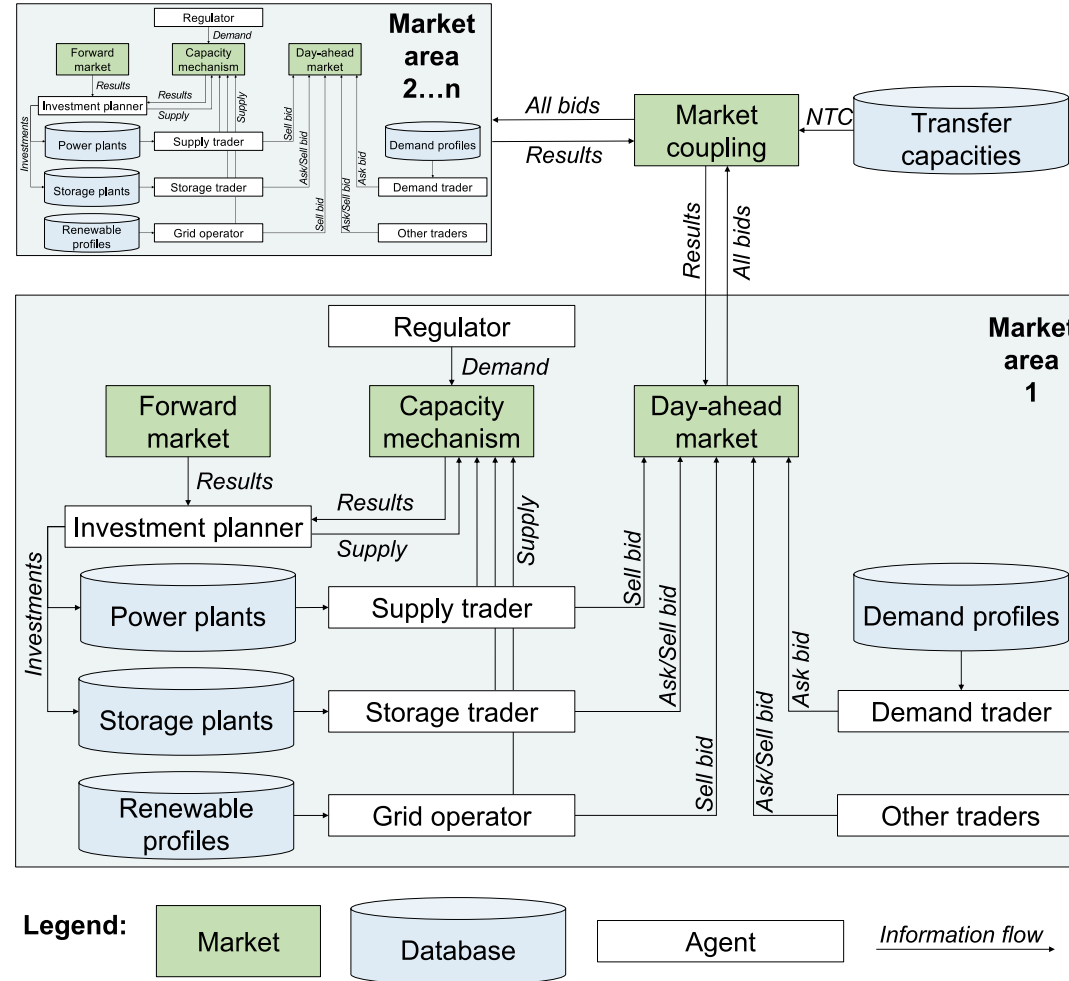
4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Strommarktsimulationsmodell PowerACE



Eigenschaften

- Zeithorizont: 2015–2050 jährlich mit Auflösung von 8760 h/a
- Day-Ahead Marktsimulation: Kopplung der nationalen Märkte
- Investitionsentscheidungen: iterative Bestimmung eines Nash-Gleichgewichts

Eingangsdaten

- Kraftwerksflotten des Basisjahrs
- Brennstoffpreise und CO₂ Preise
- Stündliche Stromnachfrage und Einspeisung Erneuerbarer
- Handelskapazitäten (NTCs)

Modellergebnisse

- Stündliche Day-Ahead Marktpreise
- Stündlicher Kraftwerks- und Speichereinsatz
- Investitionsentscheidungen in Kraftwerke und Speicher

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - **ELMOD**
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

ELMOD Analysen basieren auf dem europäischen Übertragungsnetz

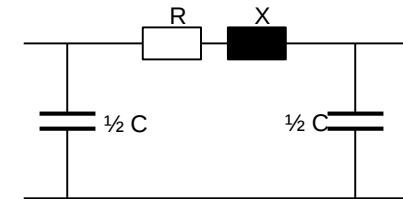
Übertragungsnetz



Eigenschaften Übertragungsleitungen

Spannungsebene:

- 150 kV
- 220 kV
- 300 kV
- 380 kV
- 750 kV
- HVDC



- Thermische Kapazität
- Anzahl von Stromkreisen
- Elektrische Merkmale: Widerstand, Reaktanz, shunt conductance

Datenbasis

- 5.210 AC Übertragungsleitungen
- 25 HGÜ-Leitungen
- 228.000 km Übertragungsleitungslänge
- 284.000 km Länge der Stromkreise

ELMOD basiert auf der Nodalpreis-Logik Kostenminimaler Redispatch kann implementiert werden

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - **ELMOD**
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

DC Modell-Schema

Input

Knoten

- Erzeugungskapazitäten
- EE-Einspeisung
- Erzeugungskosten
- Nachfrage
- **Kraftwerks-Dispatch**

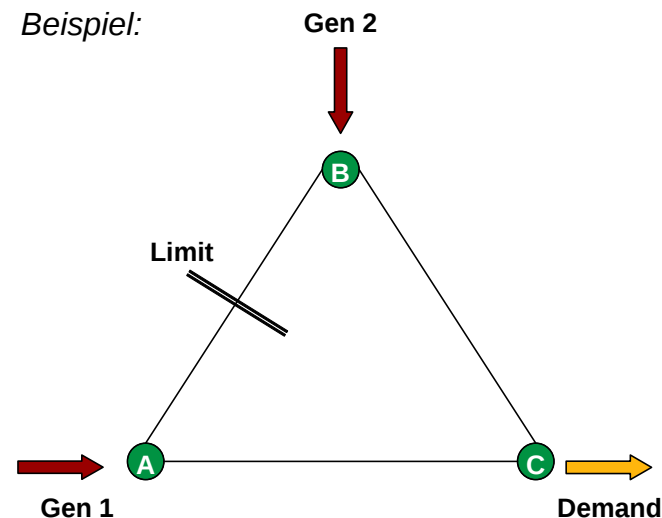
Leitungen

- Stromnetz-Graph (Inzidenz-Matrix)
- Thermische Kapazitäten
- Impedanz

ELMOD

Optimierung

Beispiel:



MIN Erzeug.- / Engpasskosten, u.d. NB
 Nachfrage + Injection = Erzeugung
 Erzeugung ≤ install. Kapazität
 | Lastfluss | ≤ therm. Kapazität

Output

Knoten

- Kraftwerkseinsatz
- **Kraftwerks-Redispatch**
- Abregelung EE (EinsMan)
- Nodalpreise

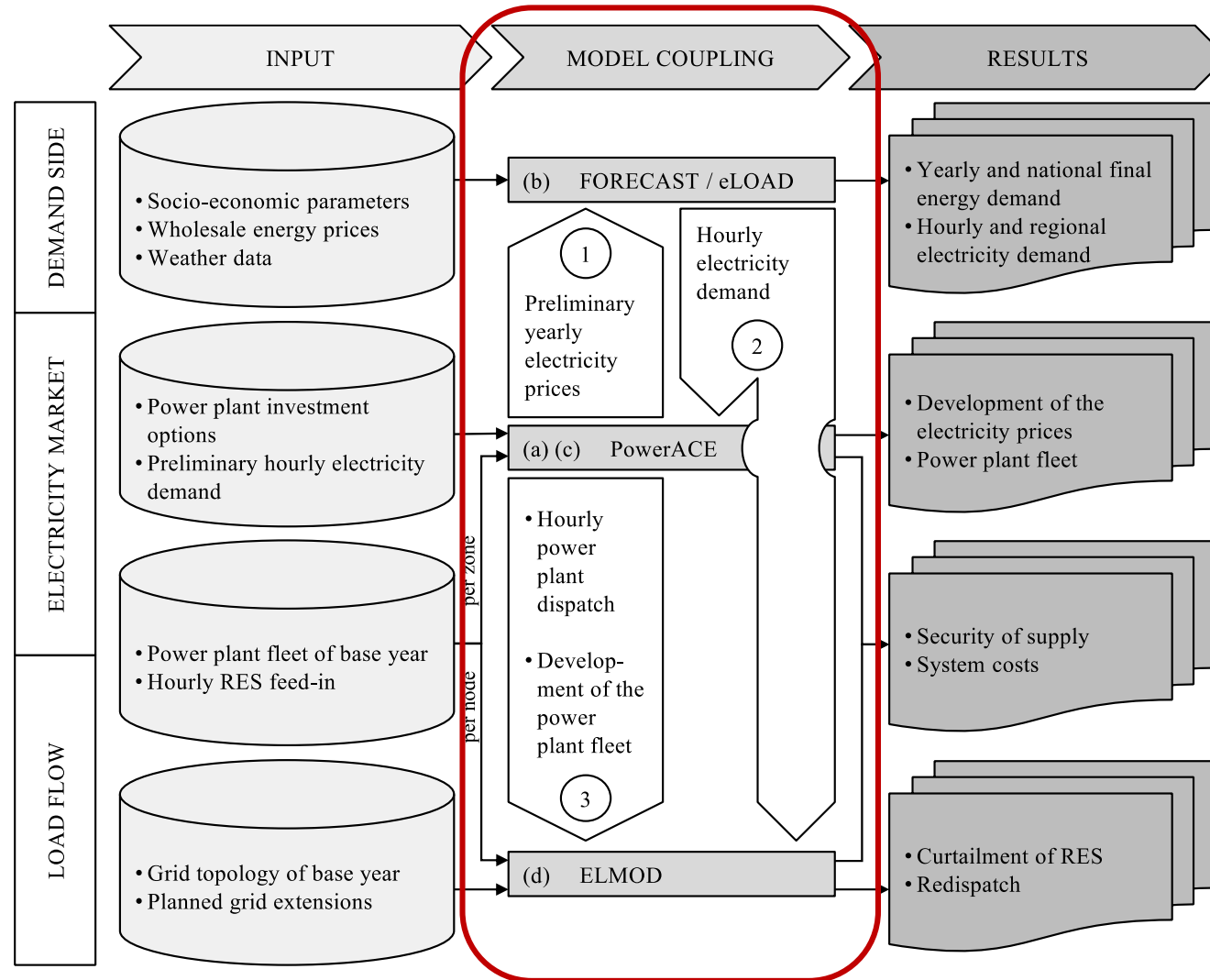
Leitungen

- Lastflüsse
- Engpassleitungen, -häufigkeiten, -volumen etc.

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - **Modellkopplung**
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Kopplungsschema der Einzelmodelle



Agenda:

1 Projekt AVerS

2 **Methodik**

- FORECAST und eLOAD
- PowerACE
- ELMOD
- Modellkopplung
- **Szenarioüberblick**

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Vergleich der betrachteten Szenarien

Szenario	Gebotszonen	Marktdesign	Nachfrageflexibilität	Zuordnung der Neubauten
<i>REF</i>	National	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten
<i>SPLIT</i>	National, Aufteilung Deutschlands in zwei Zonen	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten
<i>CRM</i>	National	Kapazitätsmechanismus in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten, zusätzlich vereinfachte Berücksichtigung von Netzengpässen
<i>DSM</i>	National	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Steigende Anteile flexibler Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten

- ➔ Das Szenario *REF* dient als Worst-Case Betrachtung aus Sicht der Versorgungssicherheit
- ➔ In den Szenarien *SPLIT*, *CRM* und *DSM* werden verschiedene Instrumente zur Erhöhung der Versorgungssicherheit isoliert hinsichtlich ihrer Effektivität gegenüber *REF* analysiert

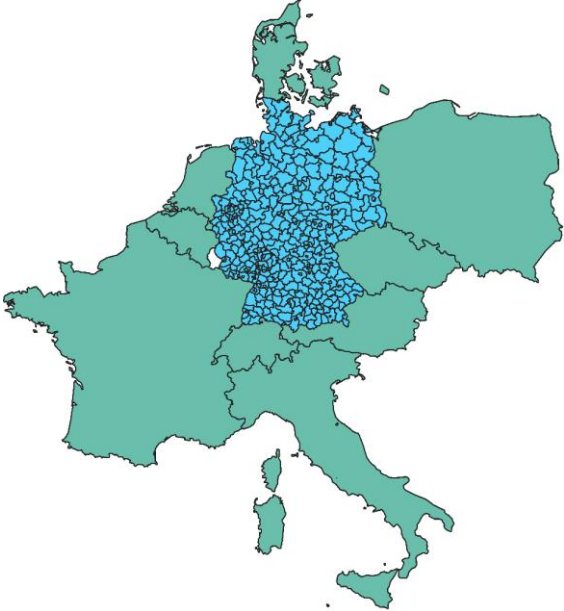
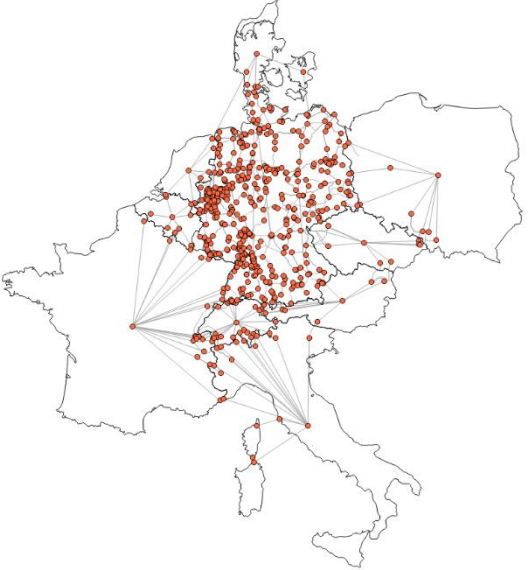
Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)**
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

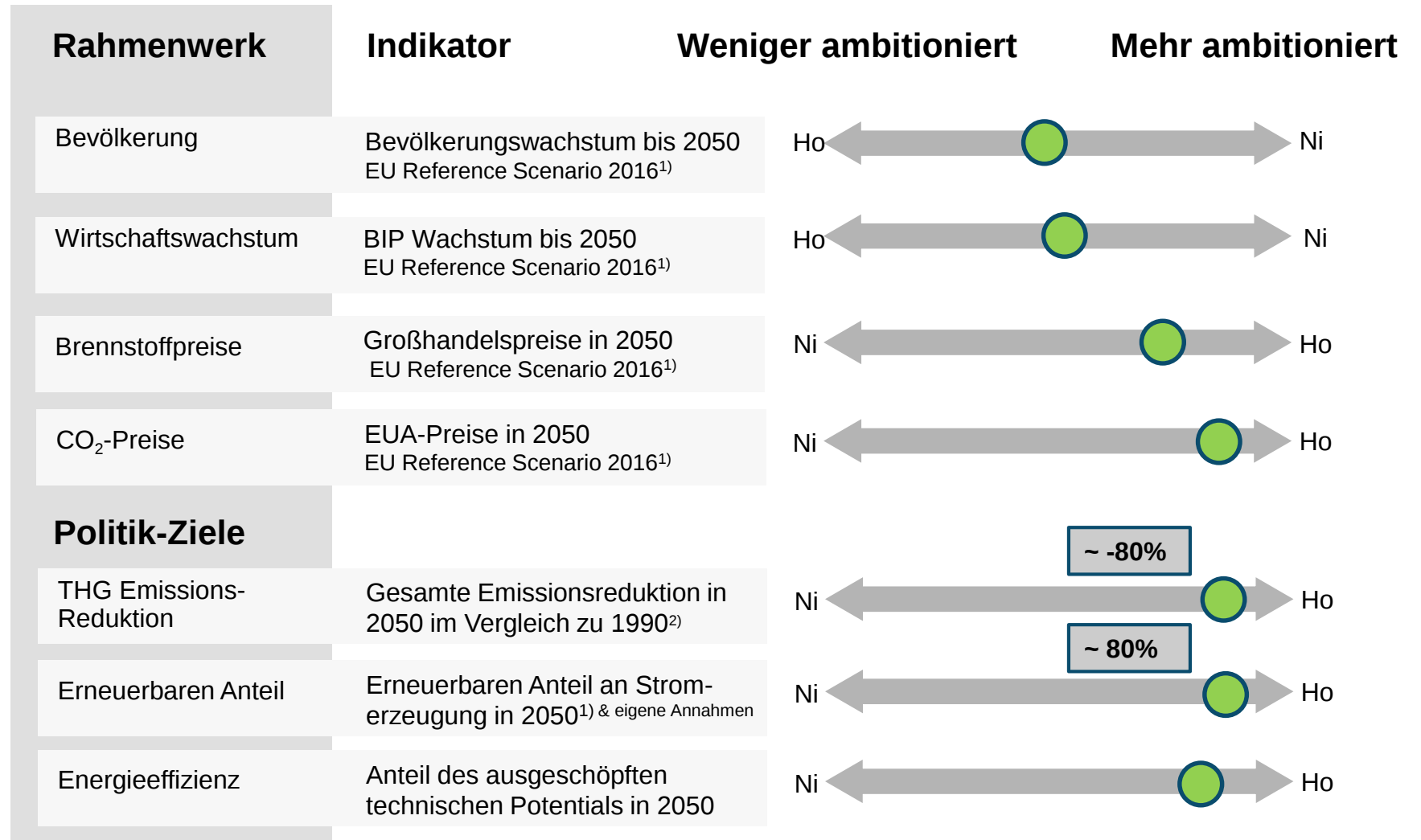
Geografische Auflösung der Modelle

FORECAST / eLOAD	PowerACE	ELMOD
 • DE mit landkreisscharfer Auflösung der Stromnachfrage (NUTS-3) • Nachbarländer und IT in nationaler Auflösung (NUTS-0)	 • Nationale Auflösung (NUTS-0) • Blockscharfe Kraftwerke • Länderspezifische Marktdesigns	 • DE knotenscharf • Nachbarländer und IT mit konsolidierten Knoten • Interkonnektoren zu DE einzeln abgebildet (ohne SE, NO)

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Szenariorahmenwerk



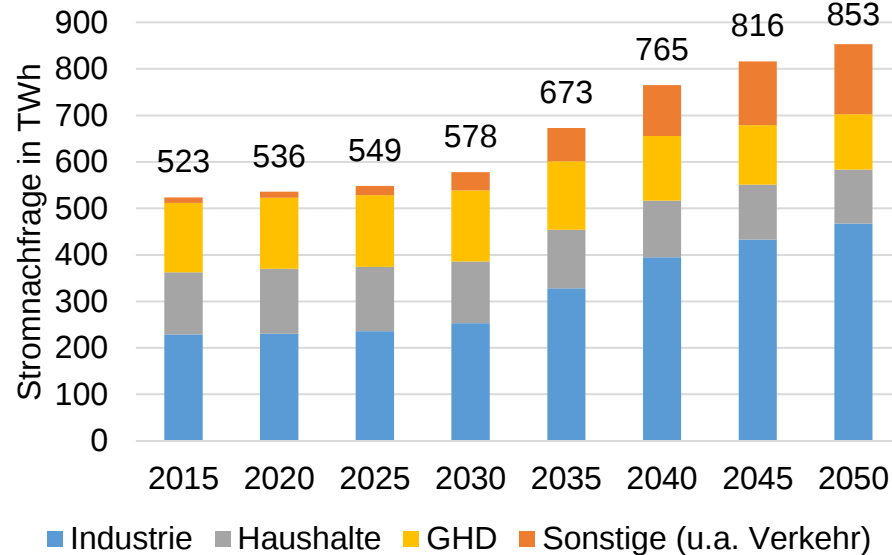
1) EU Reference Scenario 2016 (Capros et al. 2016) 2) EC Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (COM 2011/0112), WEO 2016: OECD/IEA 2016

Agenda:

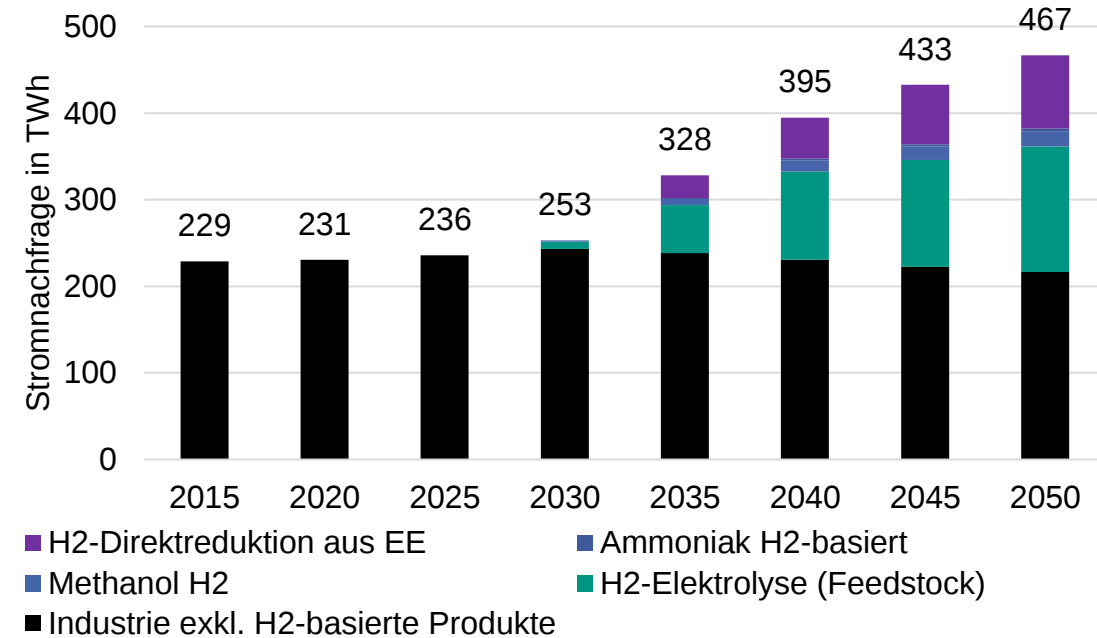
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage - sektorale Entwicklung 2015 bis 2050 in Deutschland

Gesamtstromnachfrage Deutschland



Stromnachfrage Industrie Deutschland



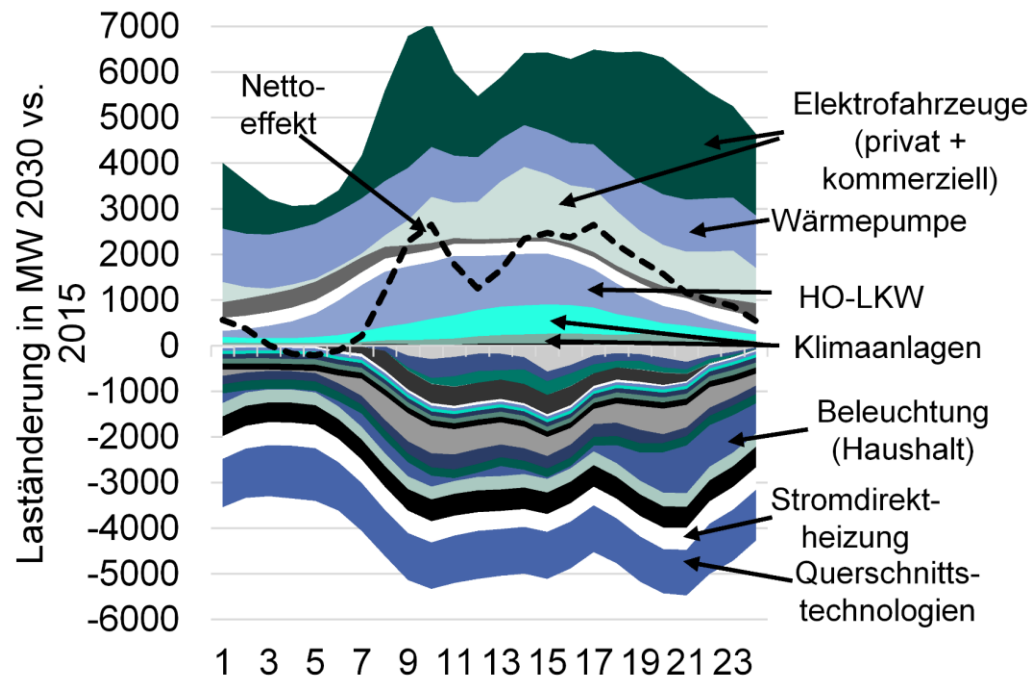
- Rückgang der Nachfrage in den „klassischen“ Sektoren bedingt durch Effizienzgewinne
- Diffusion neuer Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) führt insgesamt zu einer starken Erhöhung der Jahresnachfrage
- Ab 2030 Brennstoffwechsel in der Industrie (hin zu strom- oder wasserstoffbasierten Prozessen) & neue Produktionsverfahren: Starker Anstieg der Stromnachfrage im Industriesektor

Agenda:

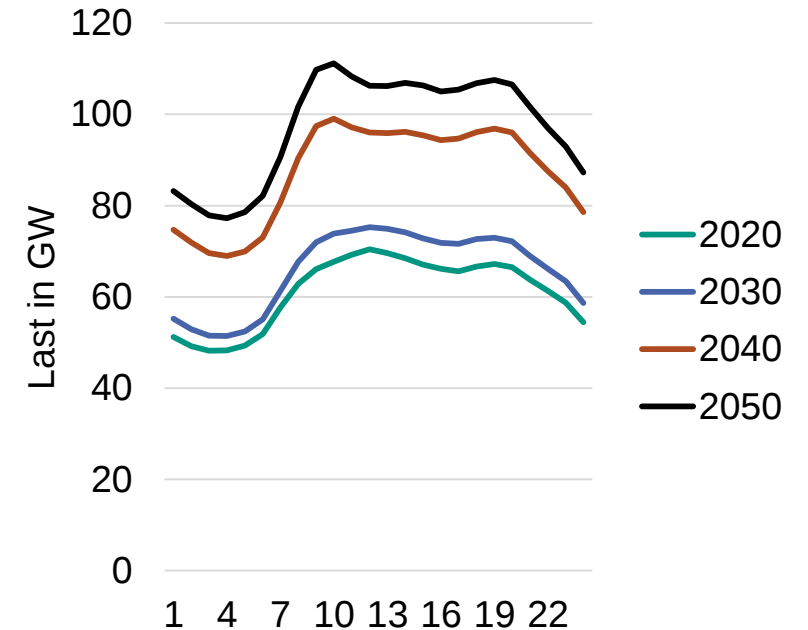
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der stündlichen Stromnachfrage - Systemlastentwicklung in Deutschland

Vergleich ausgewählter Prozesse und Anwendungen im Tagesverlauf - 2030 vs. 2015



Entwicklung der mittleren Systemlast in Deutschland im Tagesverlauf



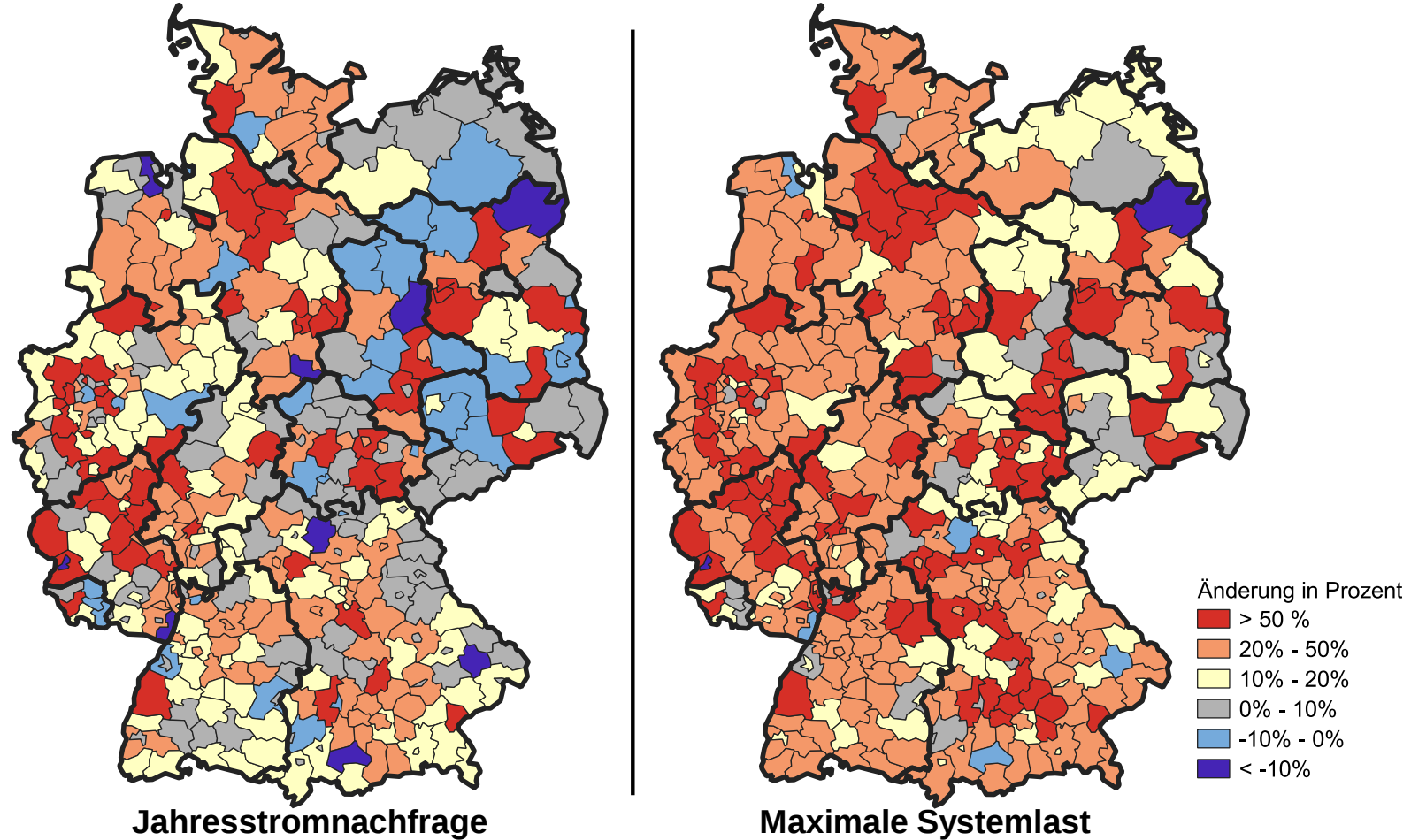
- Strukturelle Veränderungen geprägt durch HO-LKW, private Elektroautos und Effizienzgewinne in der Beleuchtung
- Zunehmend Absinken der Systemlast in den Nachtstunden.
- Nachfrageerhöhung bedingt durch Sektorkopplungstechnologien und neue Produktionsverfahren in der Industrie (H₂- und strombasiert) (Wasserstoffherzeugung): Erhöhung der Spitzenlast auf > 130 GW

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der regionalen Stromnachfrage

- Veränderung in den Landkreisen: 2015 vs. 2050



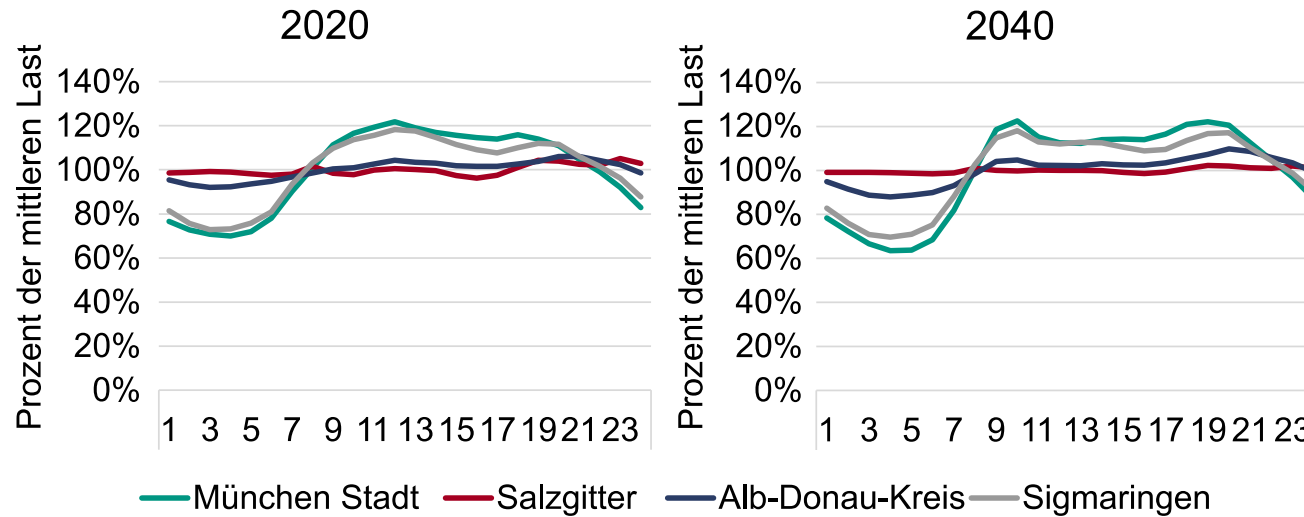
- Regionale, strukturelle Unterschiede bestimmen Entwicklung der Stromnachfrage
- Ländliche Regionen sind durch hohen Anteil Elektrofahrzeuge geprägt, Städte durch steigenden GHD-Anteil
- Anstieg der Systemlast stärker als Anstieg der Jahresstromnachfrage

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

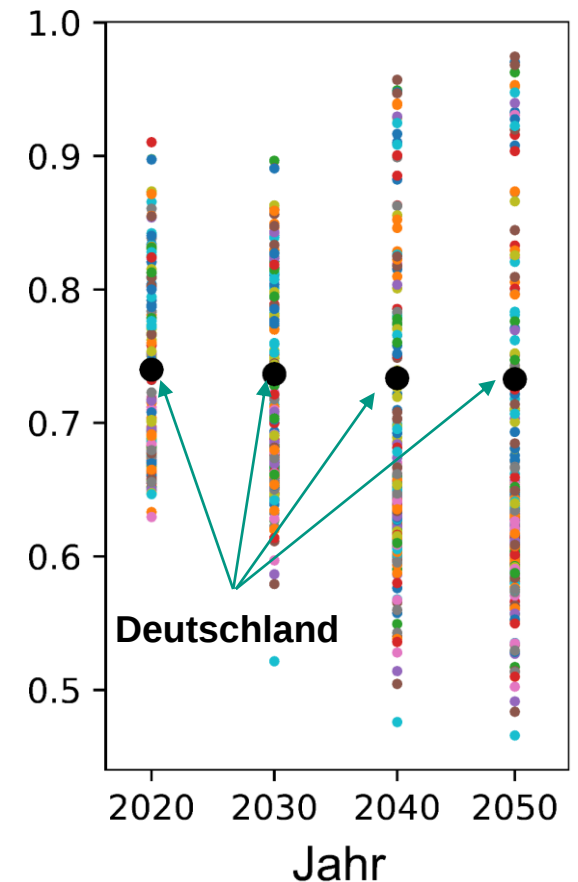
Regionale Betrachtung Gesamtlast

Mittlerer Lastverlauf ausgewählter Landkreise (normalisiert)



- Starke Unterschiede hinsichtlich der Volatilität der Last einzelner Regionen: In regionalisierter Betrachtung dominieren einzelne Prozesse und Anwendungen
- Kompensation des Nachfragerückgangs (Effizienzgewinne) durch einzelne Prozesse und Anwendungen
- Implikationen für Flexibilitätspotenzial, Flexibilitätsbedarf und Netzengpässe

Kapazitätsfaktoren aller Landkreise: Mittlere / Maximale Last



Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 **Szenario REF**

- Annahmen
- Nachfrage
- **Strommarkt**
- Übertragungsnetz
- Zwischenfazit

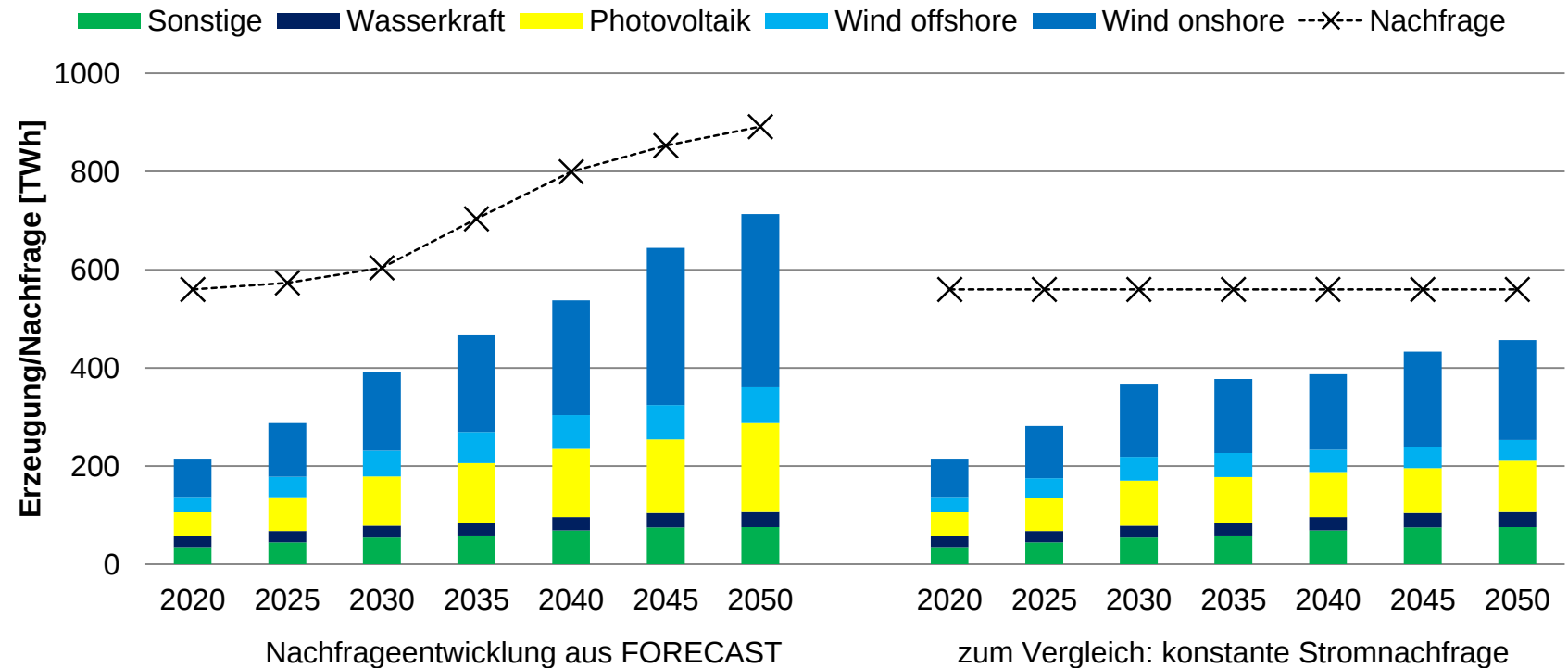
4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Zukünftige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

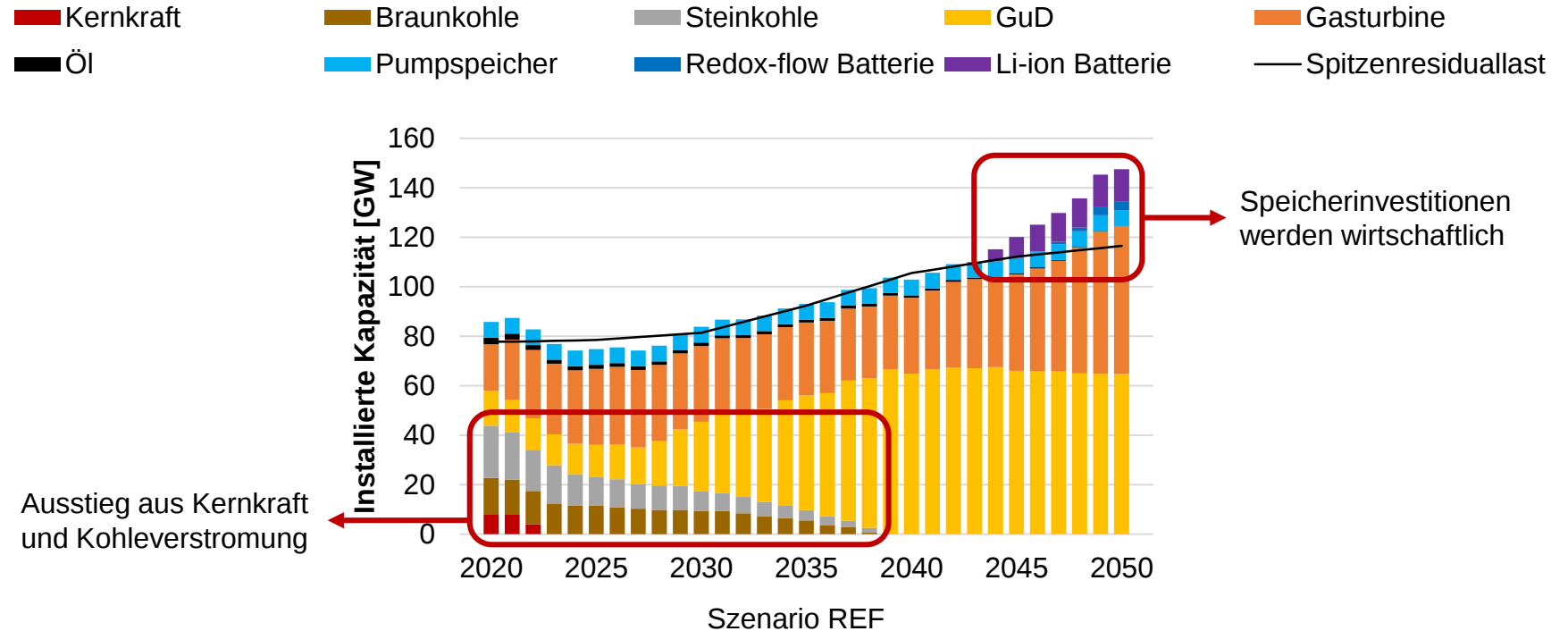


- ➔ Die deutschen Ziele sehen einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung von 65% bis 2030 und 80% bis 2050 vor
- ➔ Die stark steigende Stromnachfrage erfordert daher enorme Zubauraten für Photovoltaik und Windkraft in Deutschland

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten in Deutschland



- ➔ Umfangreiche Kraftwerksstilllegungen und eine stark steigende Stromnachfrage führt zu enormem Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland
- ➔ Investitionen in Speicher werden bei ausschließlicher Nutzung am Day-Ahead Markt erst bei hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien und starker Kostendegression getätigt

Agenda:

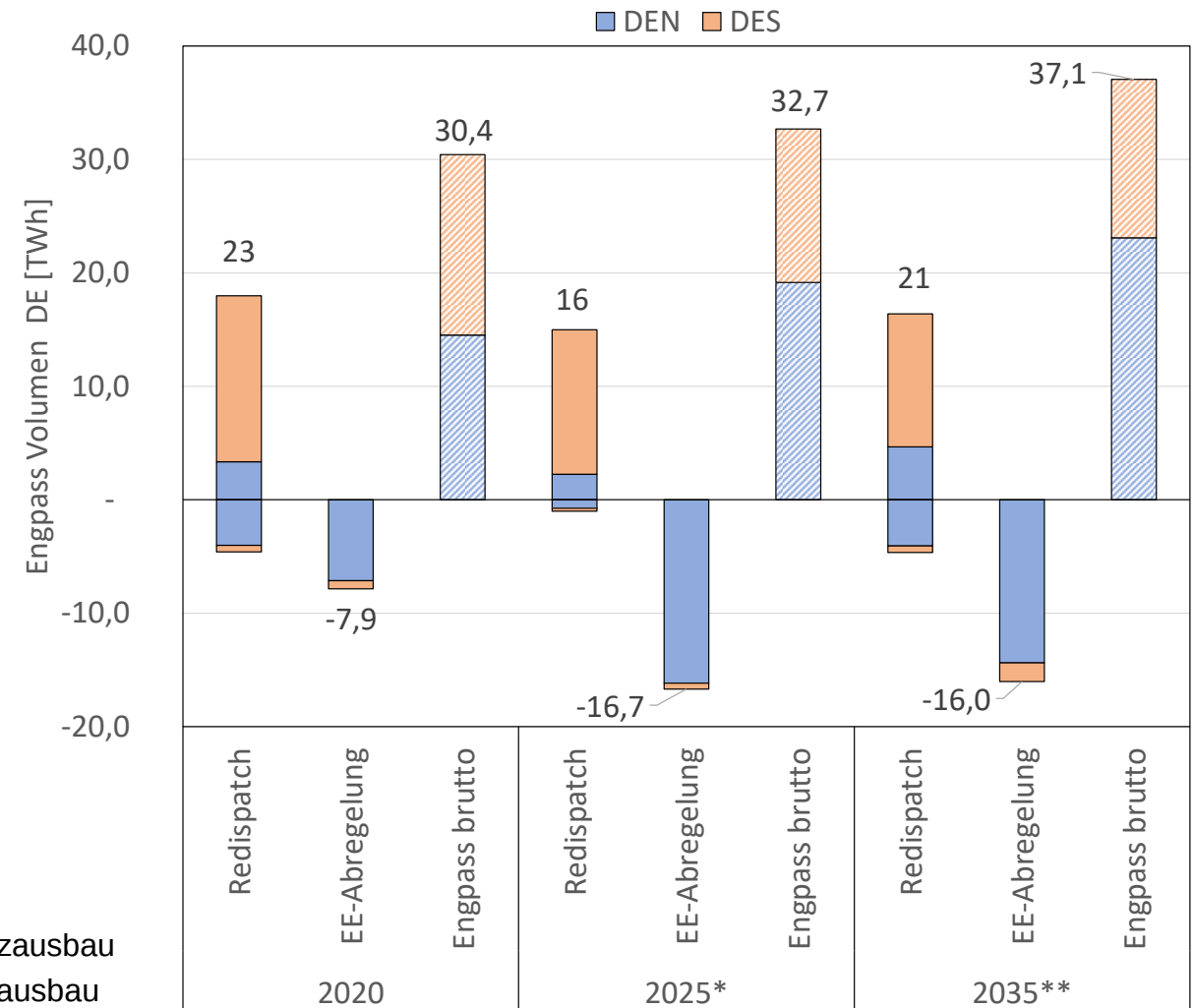
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Brutto Engpass-Volumen nimmt bis 2035 leicht zu – Annahme: **5 Jahre Netzausbau Verzögerung**
- Die Abregelung von Windkraft ist Treiber der Entwicklung – leichter Rückgang in 2035 auf Grund Netzausbau
- Bedeutung der vordefinierten Netzreserve-Kraftwerke nimmt ab

* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

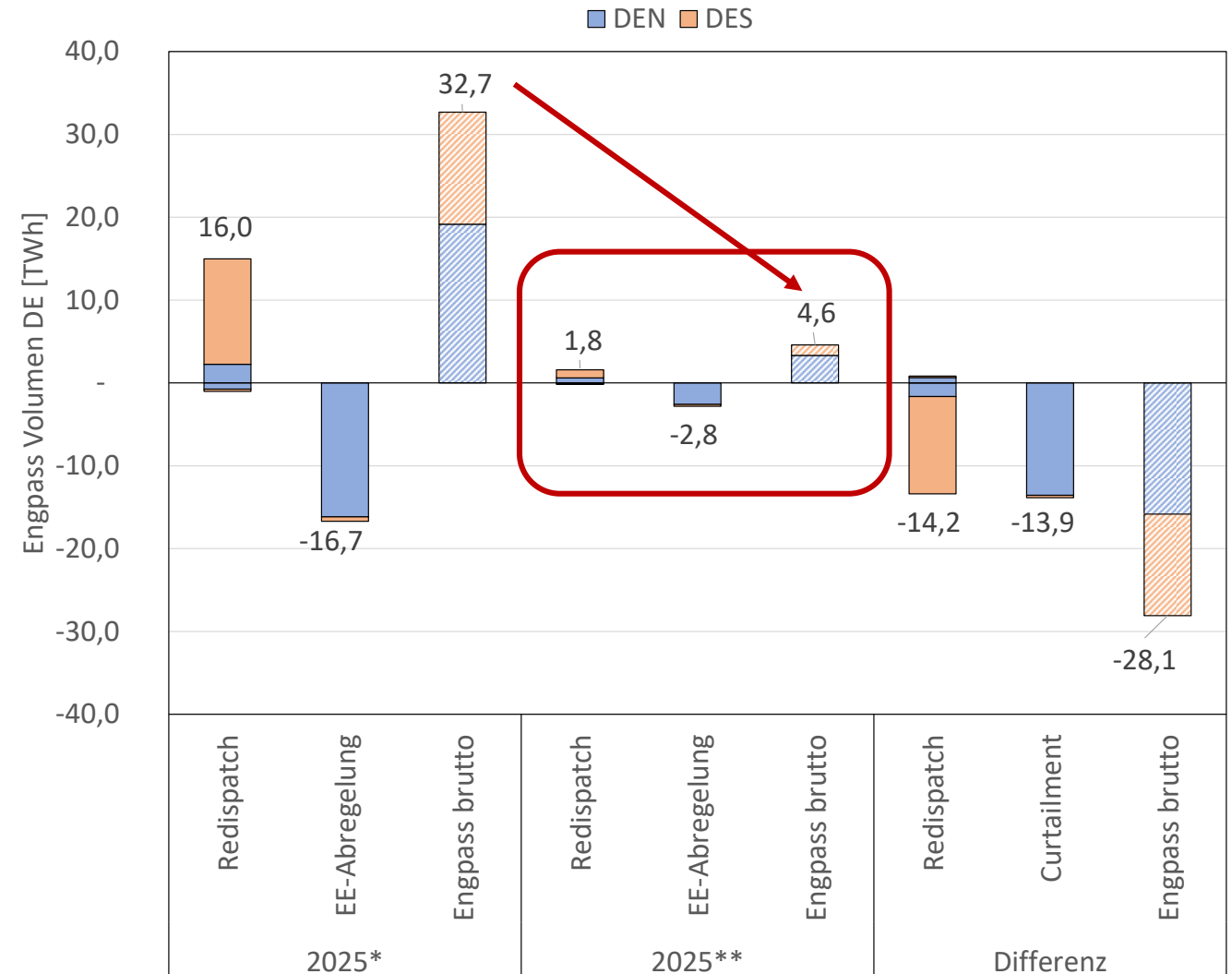


Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF 2025: verspäteter vs. rechtzeitiger Netzausbau

- Generelle Szenarien-Annahme: 5 Jahre Verzögerung bei HGÜ-Leitungen in DE
- Bei rechtzeitigem Netzausbau (HGÜ-Leitungen) werden Engpässe in 2025 jedoch massiv reduziert
- **Redispatch und Reserve-Einsatz: - 89%**
(15,9 TWh → 1,8 TWh)
- **EE-Abregelung kann um 14 TWh reduziert werden**



Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF 2035: Nord-Süd Engpässe bestehen weiter Netzausbau entschärft diese

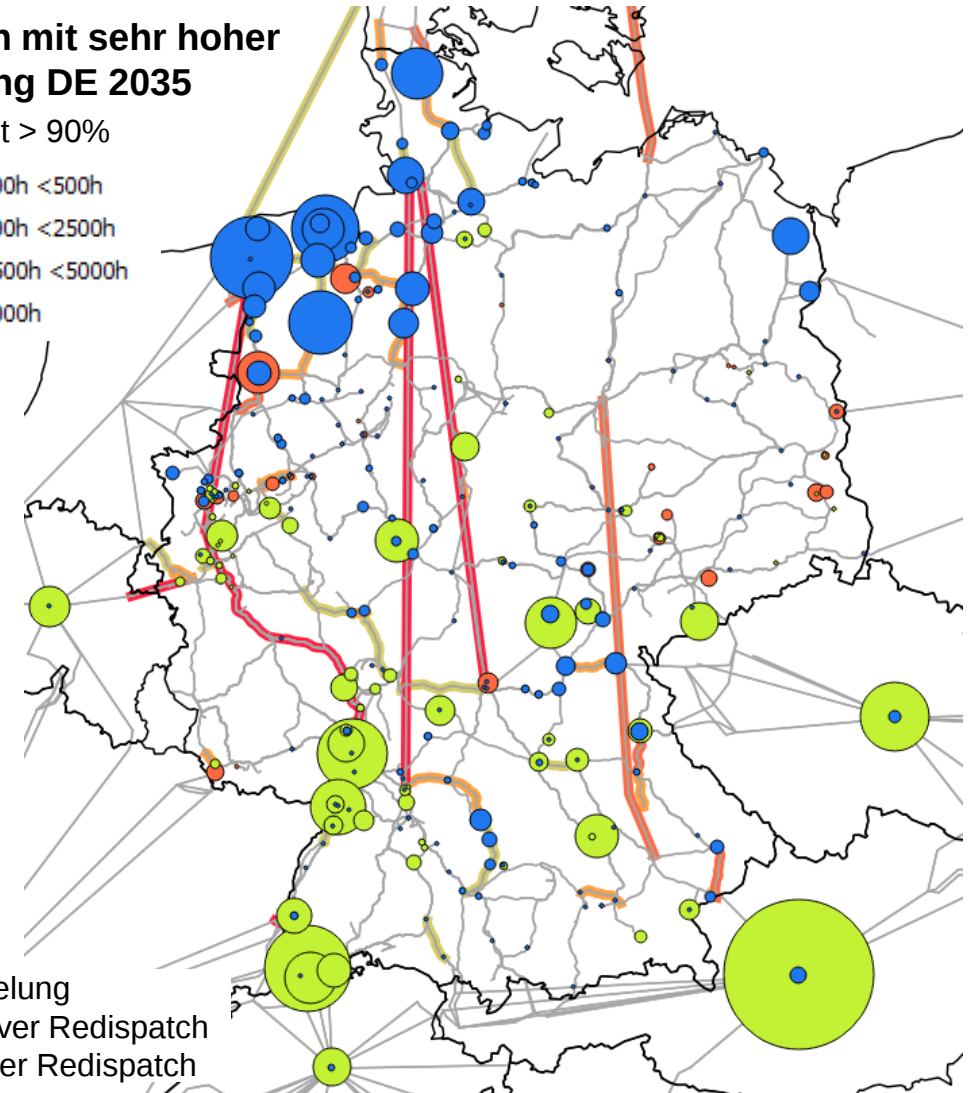
- Der Netzausbau führt zu einer Reduktion des EE-Abregelungsvolumen in 2035 ggü. 2025
- Dennoch sind **Nord-Süd-Engpässe** durch den weiteren Windkraftausbau **weiterhin dominierend**
- Durch Annahme der 5 Jahres-Verzögerung fehlen die HGÜ-Projekte: DC20, DC21/23/25 lt. NEP2030 (2019)

Leitungen mit sehr hoher Auslastung DE 2035

Anzahl h mit > 90%

- high ut >100h <500h
- high ut >500h <2500h
- high ut >2500h <5000h
- high ut >5000h

- 300 GWh Abregelung
- 300 GWh negativer Redispatch
- 300 GWh positiver Redispatch



Agenda:

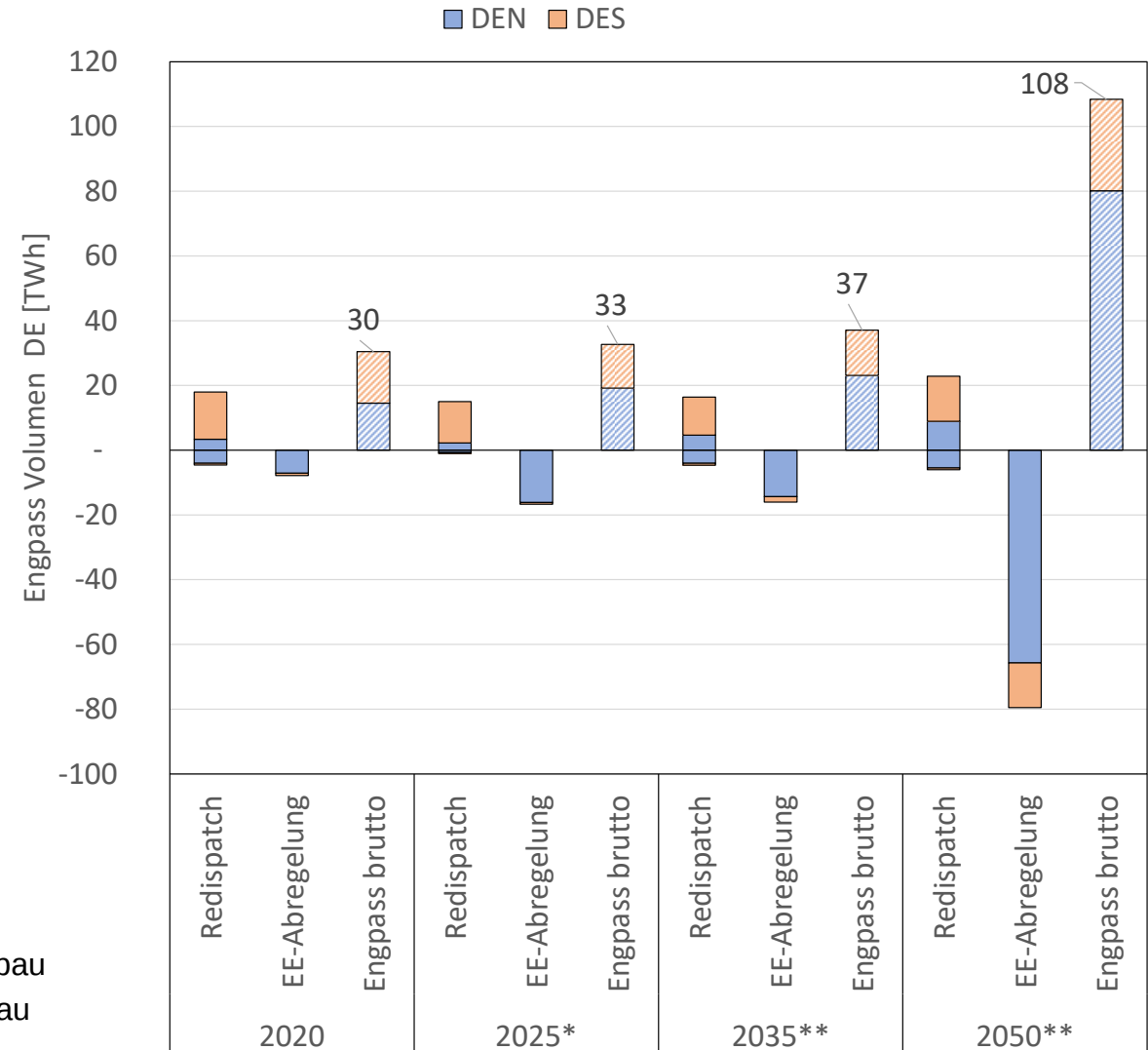
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Massive Zunahme des Engpass Volumens in 2050

- **Hohe negative Residuallasten** führen zu einer extrem steigenden **EE-Abregelung** (Großteil davon erfolgt **bereits im Markt**)

- Positiver Redispatch steigt relativ langsam im Vergleich zum Abregelungsvolumen



* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Zwischenfazit**
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario REF

Nachfrage	Strommarkt	Übertragungsnetz
- Konsequente Dekarbonisierung der Industrie ohne CCS benötigt innovative Verfahrensweisen, was zu einem starken Anstieg der Stromnachfrage in der Industrie führen kann - Residential/GHD: Sehr hohes Niveau im Bereich der Gebäudeanierung, Ausweitung der Gebäudestandards und der Ökodesigndirective	- Einhaltung der Klimaziele erfordert unter den gegebenen Voraussetzungen enormen Ausbau der Erneuerbaren Energien - Bei starrer Nachfrage trotz hoher Anteile Erneuerbarer besteht auch zukünftig ein sehr hoher Kraftwerksbedarf Großspeicher werden aber bei reinem Einsatz am Day-Ahead Markt erst spät wirtschaftlich	- Durch steigende Nachfrage und Einspeisung aus Erneuerbaren nehmen die Abregelungsvolumina trotz der zunehmenden Kopplung der Strommärkte zukünftig deutlich zu - Rechtzeitiger Netzausbau ist kurzfristig essentiell, muss langfristig jedoch um weitere Flexibilität und Netzkapazitäten ergänzt werden

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)**
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

SPLIT – Methode zur Gebotszonenbildung Market Splitting

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Methode: Spectral Clustering mit Fuzzy-C-Means

1. Generierung von Nodalpreisen

Definition Szenarien

Konfiguration Zieljahr(e)

Berechnung von stündlichen Nodalpreisen in ELMOD für Zieljahr(e)

2. Clustern der Nodalpreise

Berechnung* Laplacian-Matrix U auf Basis von Ähnlichkeit u. Adjazenz

Berechnung der Eigenvektoren von U

Clustern der k kleinsten Eigenvektoren mit Fuzzy-C-Means Algor.

Analysen zur Stabilität und Robustheit

3. Bewertung Marktzuschnitte

Berechnung Kraftwerkseinsatz und Investitionen (bis 2050)

Berechnung Engpassmanagement-Maßnahmen für "Stützjahre" in ELMOD

Berechnung von Vergleichsindikatoren, u.a. für Engpass-Manag., Systemkosten, etc.

Excel, sonstiges

Gams

R

PowerACE

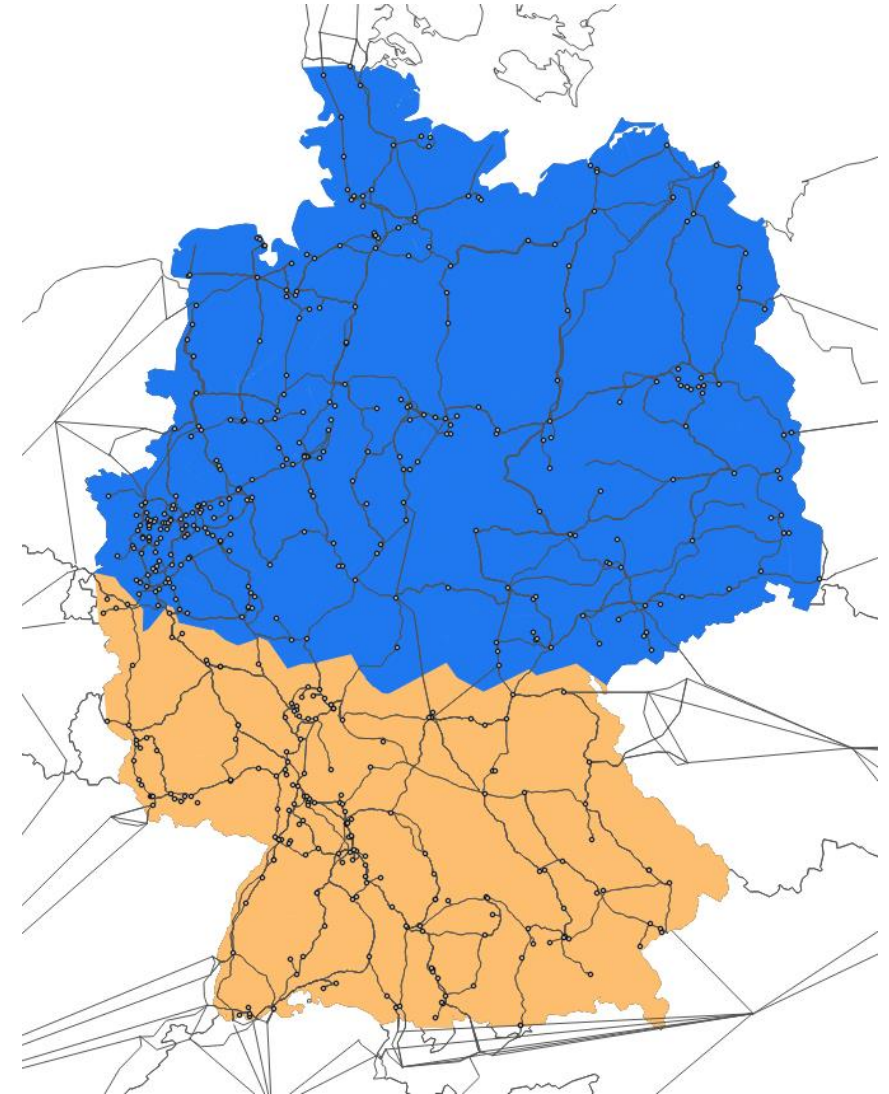
Quelle: eigene Darstellung; *nach Luxburg (2007) & Metzdorf (2016)

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Methode zur Gebotszonenbildung Market Splitting

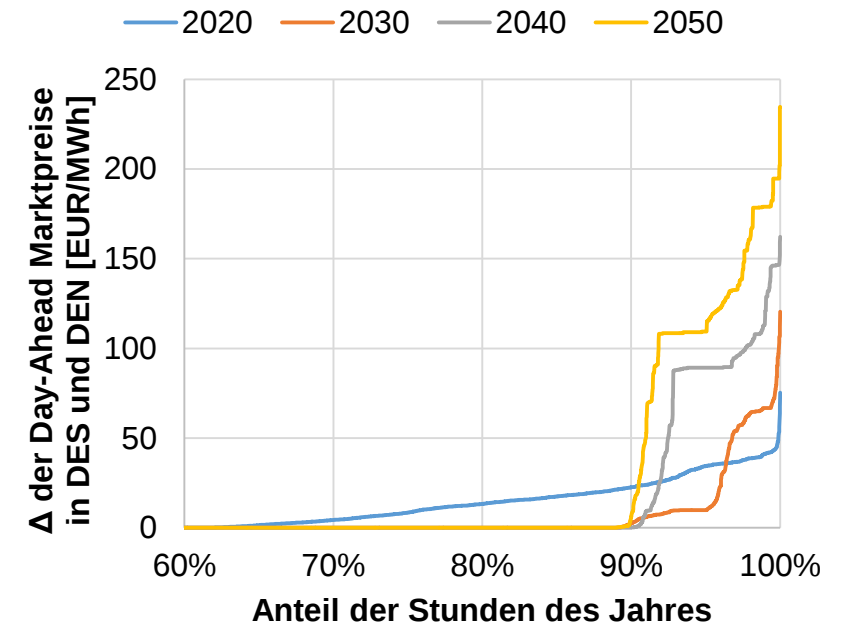
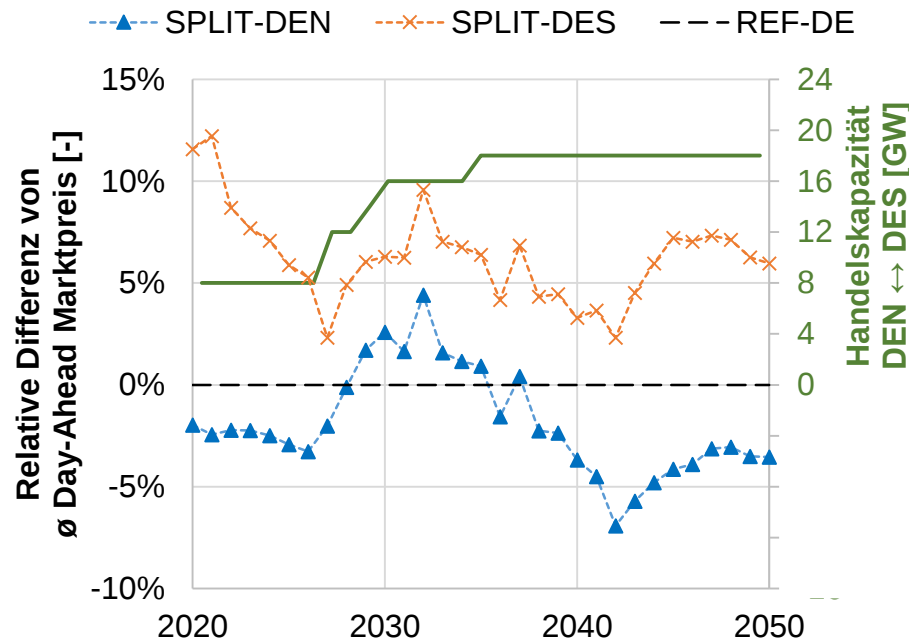
- Marktzonenbildung durchgeführt mit **Zieljahr 2020**
- **Engpassleitungen** (hohe Kapazitätsauslastung) sind **vorrangig in Nord-Süd-Richtung** und werden von neuer Preizonengrenze “gut getroffen”
- Engpässe in Ost-West Richtung treten relativ zu Nord-Süd-Engpässen deutlich seltener in den Modellrechnungen auf



Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der Day-Ahead Marktpreise im SPLIT-Szenario

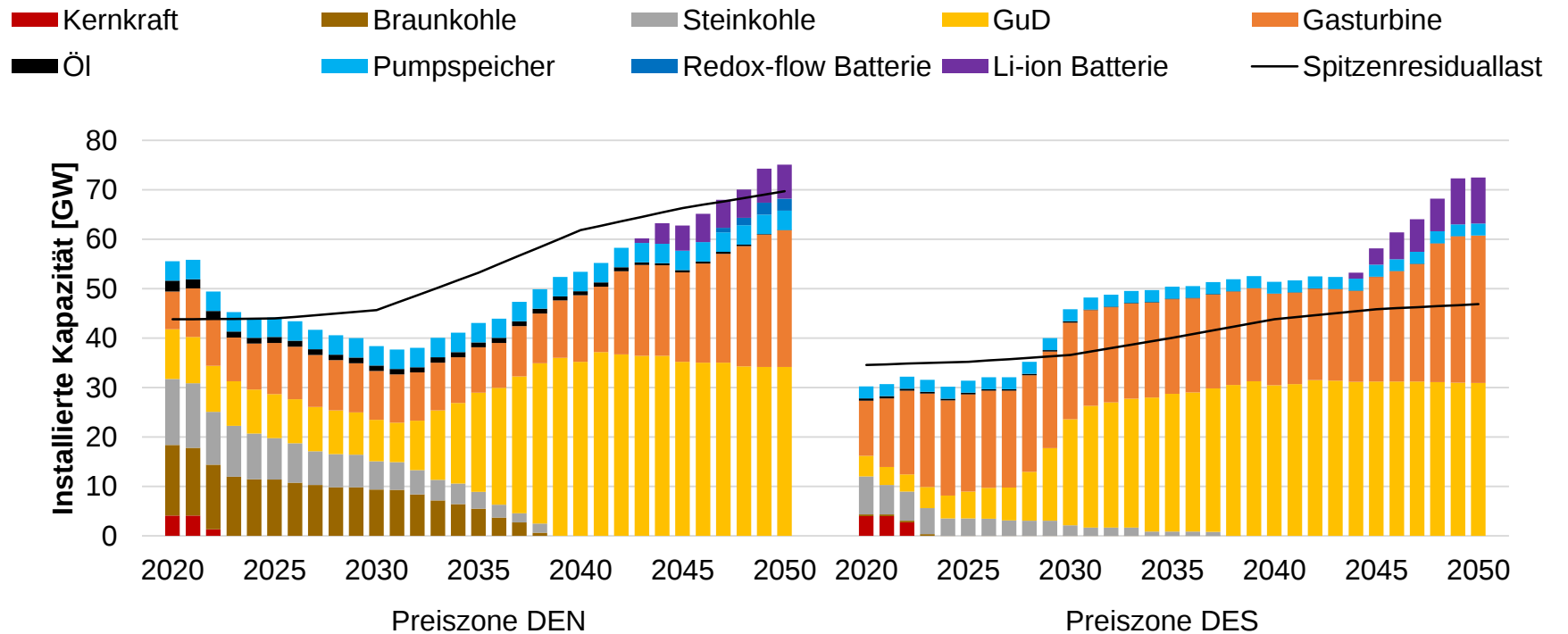


- ➔ Unter ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren und den geplanten Übertragungskapazitäten bleiben auch langfristig Preisdifferenzen zwischen den Preiszonen DEN und DES bestehen
- ➔ Getrieben durch steigende Kosten für konventionelle Stromerzeugung nimmt die Anzahl der Stunden mit Preisdifferenzen mittelfristig gegenüber 2020 ab, deren Höhe steigt jedoch

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im SPLIT-Szenario

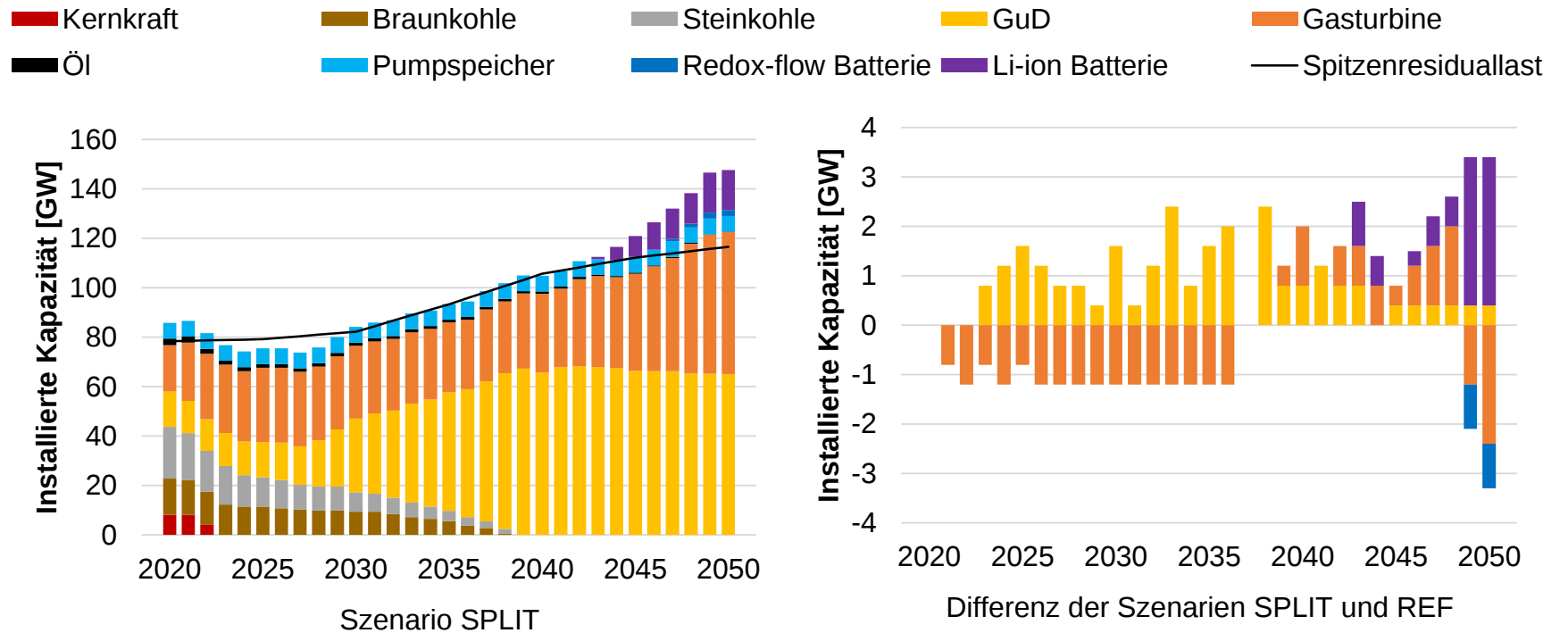


- ➔ Durch die Preisdifferenzen zwischen den aufgeteilten Preiszonen DEN und DES werden die Netzungpässe von DEN nach DES im Markt sichtbar
- ➔ Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Speicher sind daher in der Preiszone DES häufig wirtschaftlicher als in DEN

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im SPLIT-Szenario



- ➔ Eine Aufteilung der deutschen Preiszone beeinflusst die installierte Kapazität der Neubauten nur in relativ geringem Ausmaß
- ➔ Aber: Der Technologiemarkt ändert sich und es werden mehr Mittellastkraftwerke und Speicher, dafür weniger Spitzenlastkraftwerke gebaut

Agenda:

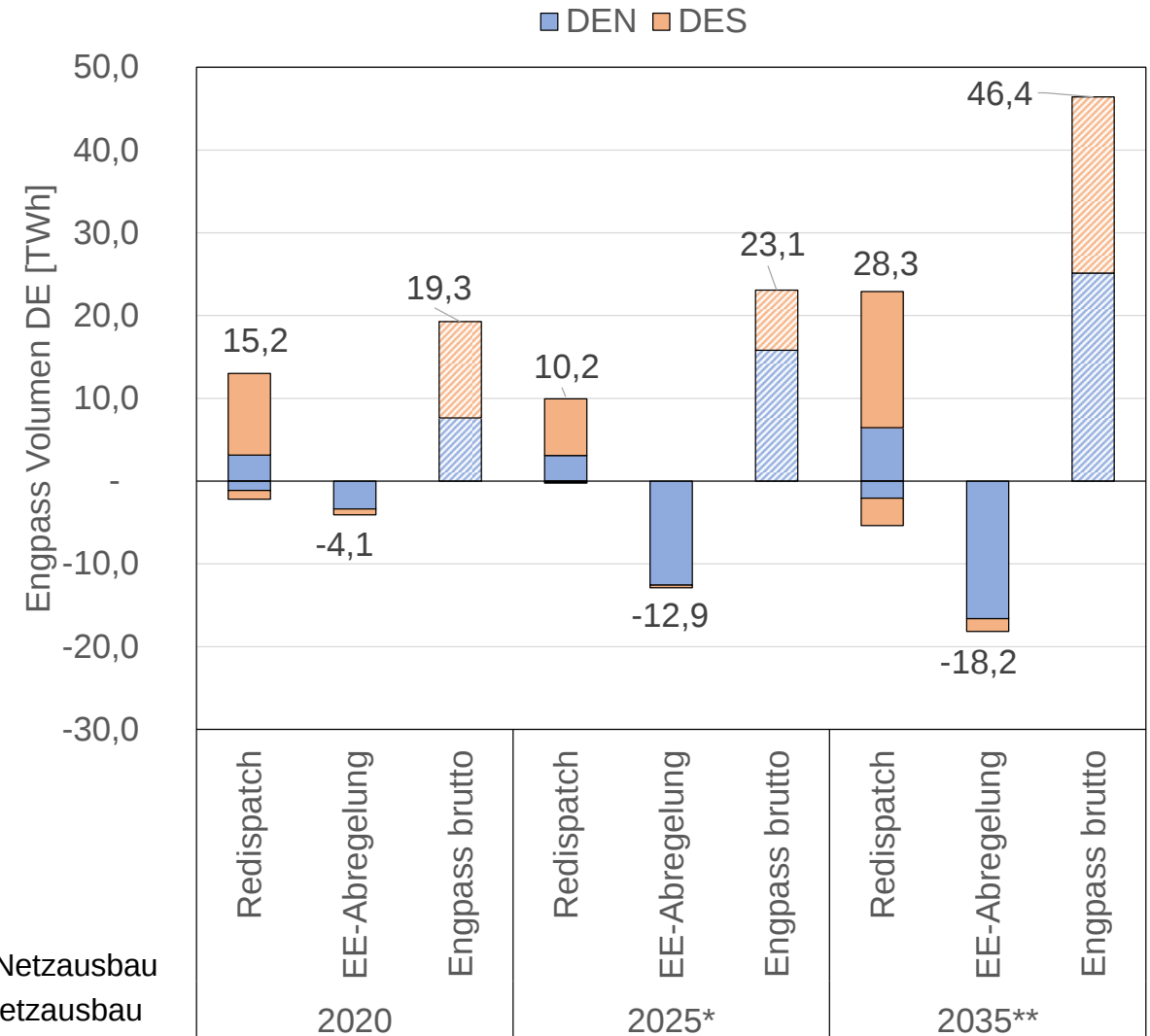
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- SPLIT führt zu deutlich geringeren Engpass-Volumen in 2020 (-37%) & 2025 (-29%) ggü. REF
- In 2035 hingegen erfolgt Zunahme des Engpass-Volumens um 25%

* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau



Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- SPLIT führt zu deutlich geringeren Engpass-Volumen in 2020 (-37%) & 2025 (-29%) ggü. REF

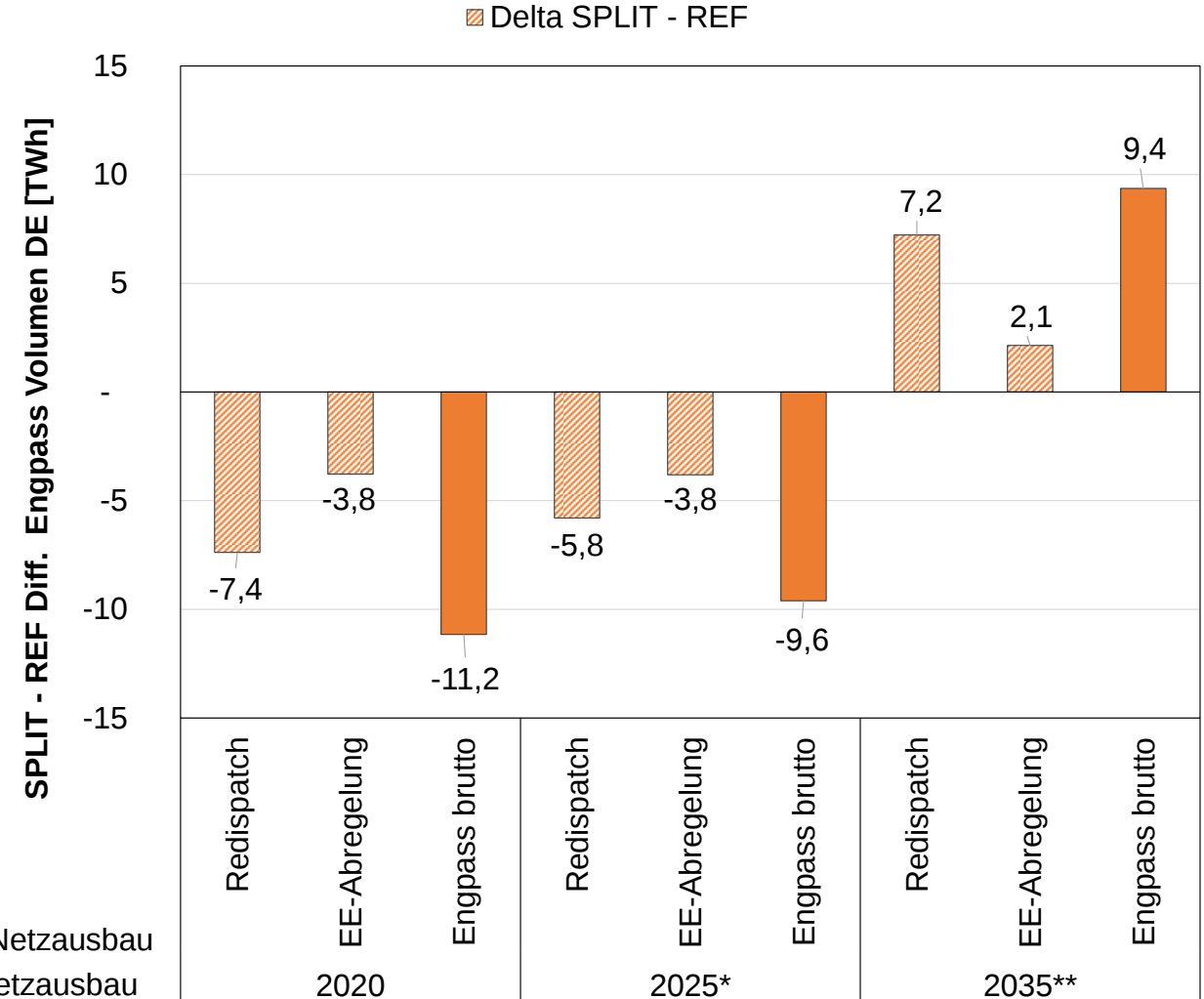
- In 2035 hingegen erfolgt Zunahme des Engpass-Volumens um +25% ggü. REF

- Wesentliche Ursache ist umfangreicher struktureller Wandel im Netz und KW-Park → neue **intrazonale Engpässe in DES**

- Zonenzuschnitt wird ineffizient

* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau



SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2035

Neue Engpässe ersichtlich

Agenda:

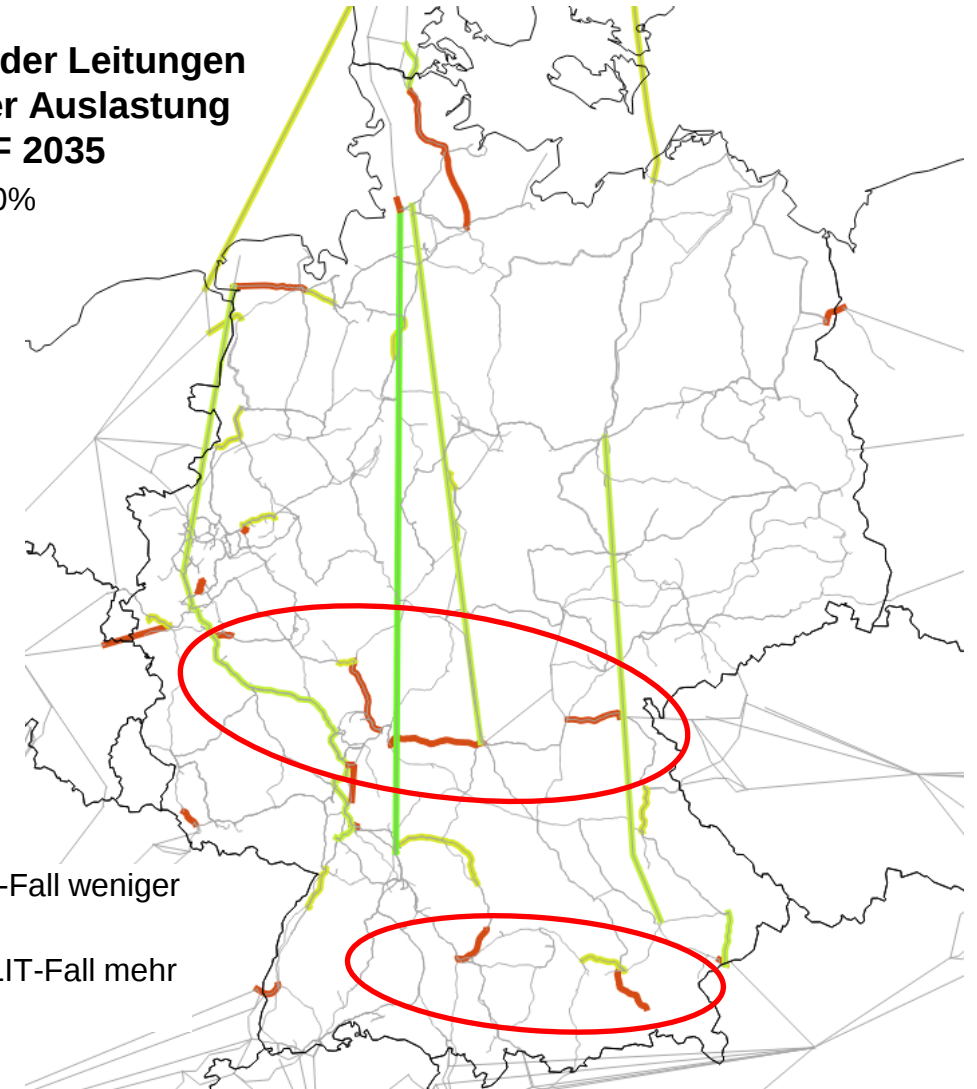
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Nord-Süd-Trassen (HGÜ-Leitungen) werden im SPLIT-Szenario vs. REF deutlich entlastet
- Es entstehen jedoch **neue intrazonale Engpässe** insbesondere in der süddeutschen Zone (DES)

Veränderung der Leitungen mit sehr hoher Auslastung SPLIT vs. REF 2035

Anzahl h mit > 90%

grün: im SPLIT-Fall weniger belastet
orange: im SPLIT-Fall mehr belastet



Agenda:

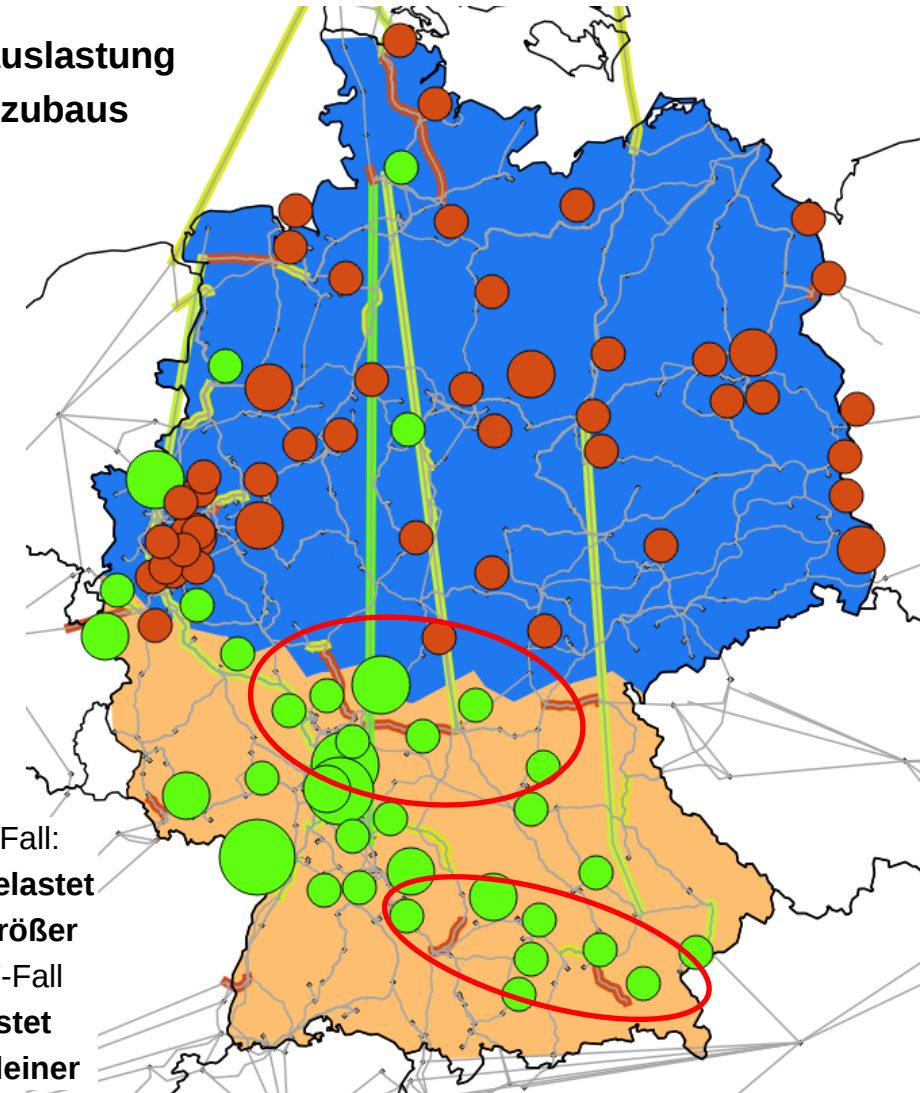
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2035 Allokation der Kraftwerke in DES löst neue Engpässe aus

- Grund dafür ist vorwiegend der Kraftwerkszubau, welcher sich im Süden stark konzentriert
- Auf Grund der gewählten Methode zur Standortauswahl, wird an einzelnen Knoten eine deutlich größere “Zubau-Kapazität” installiert, als zuvor zurück gebaut wurde

Differenz Leitungsauslastung und des Kraftwerkszubaus SPLIT vs. REF 2035

- grün / gelb** - im SPLIT-Fall:
- Leitung **weniger** belastet
 - Kraftwerkszubau **größer**
- orange / rot** - im SPLIT-Fall:
- Leitung **mehr** belastet
 - Kraftwerkszubau **kleiner**



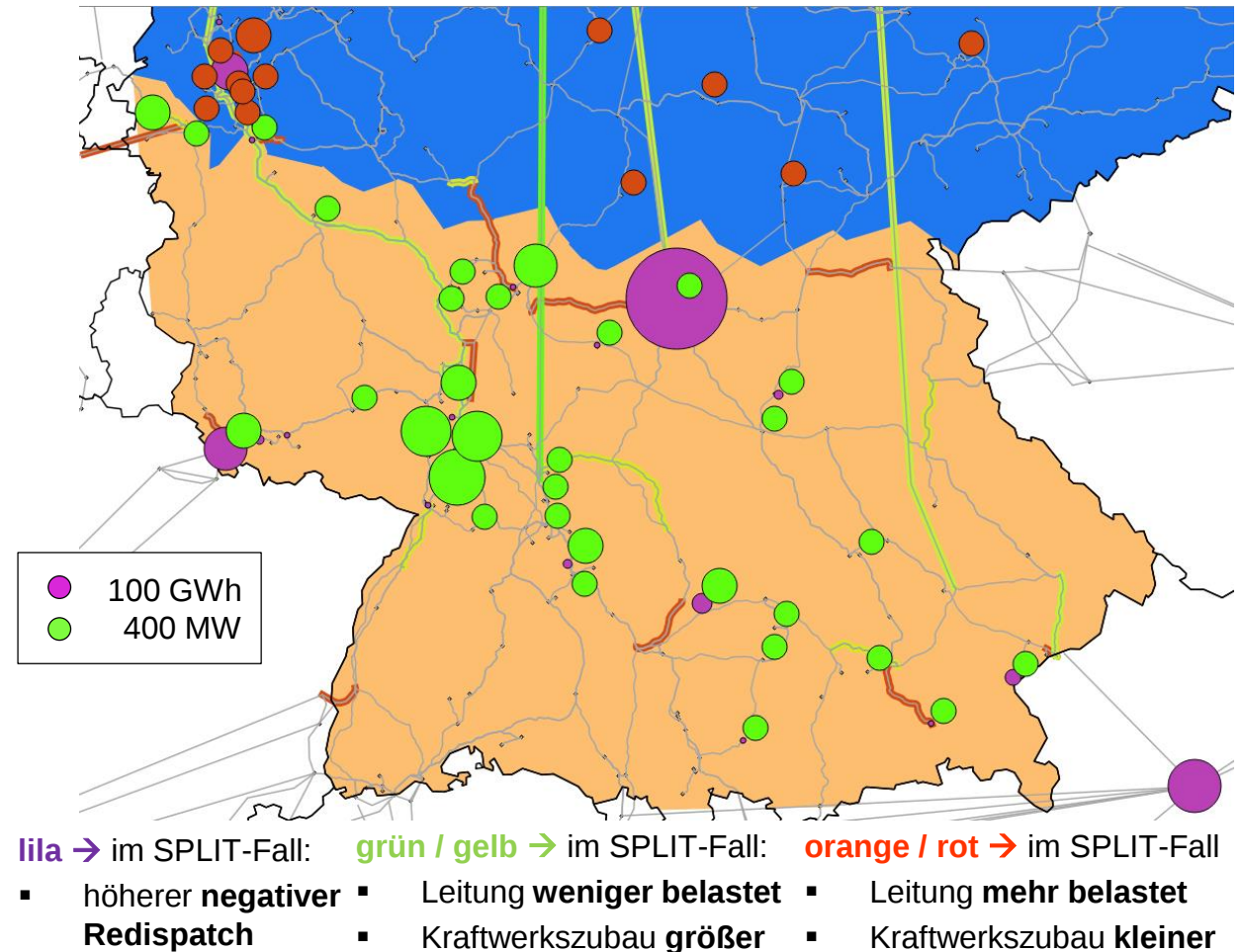
Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Daher kann Marktergebnis insbesondere für DES schlechter umgesetzt werden → **höherer negativer Redispatch als im REF-Fall** ist die Folge

Differenz Leitungsauslastung und des Kraftwerkszubaus SPLIT vs. REF 2035



Agenda:

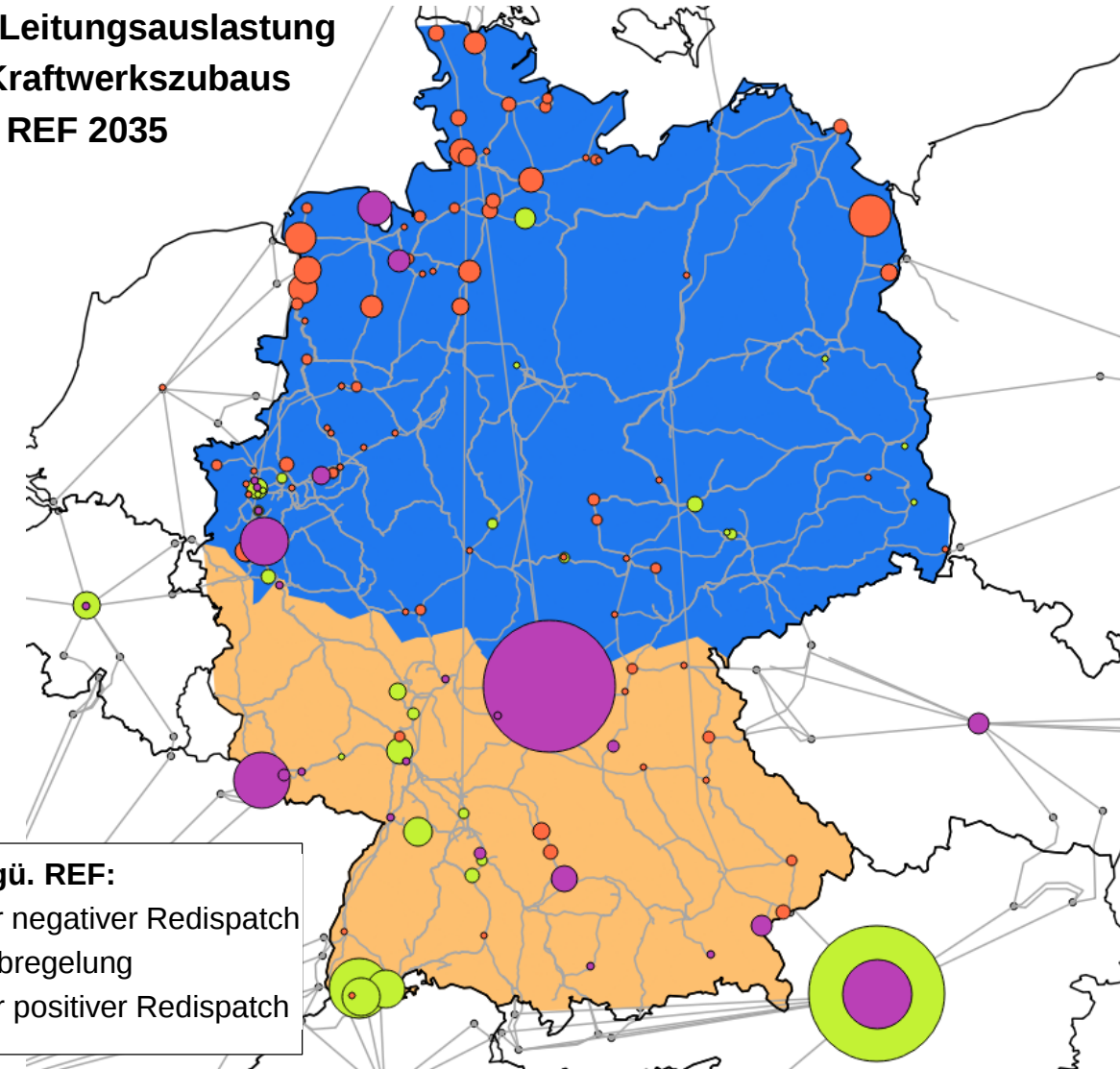
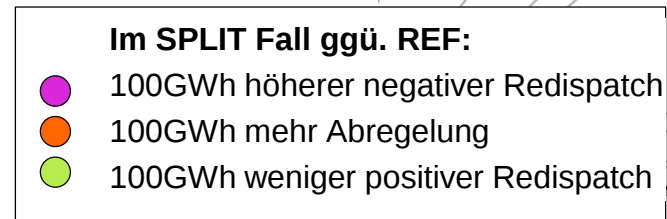
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Engpassmanagement 2035: SPLIT vs. REF Gebotszonenaufteilung wird ineffizienter

- Das hohe Erzeugungs-Niveau in der DES-Zone führt dazu, dass die HGÜ-Leitungen schlechter ausgelastet werden können → Folge sind **höhere Abregelungsmengen** von Windkraft

- Es wird jedoch ein deutlich **geringeres positives Redispatchvolumen** benötigt, was insbesondere Österreich und die Schweiz entlastet

Differenz Leitungsauslastung
und des Kraftwerkszubaues
SPLIT vs. REF 2035

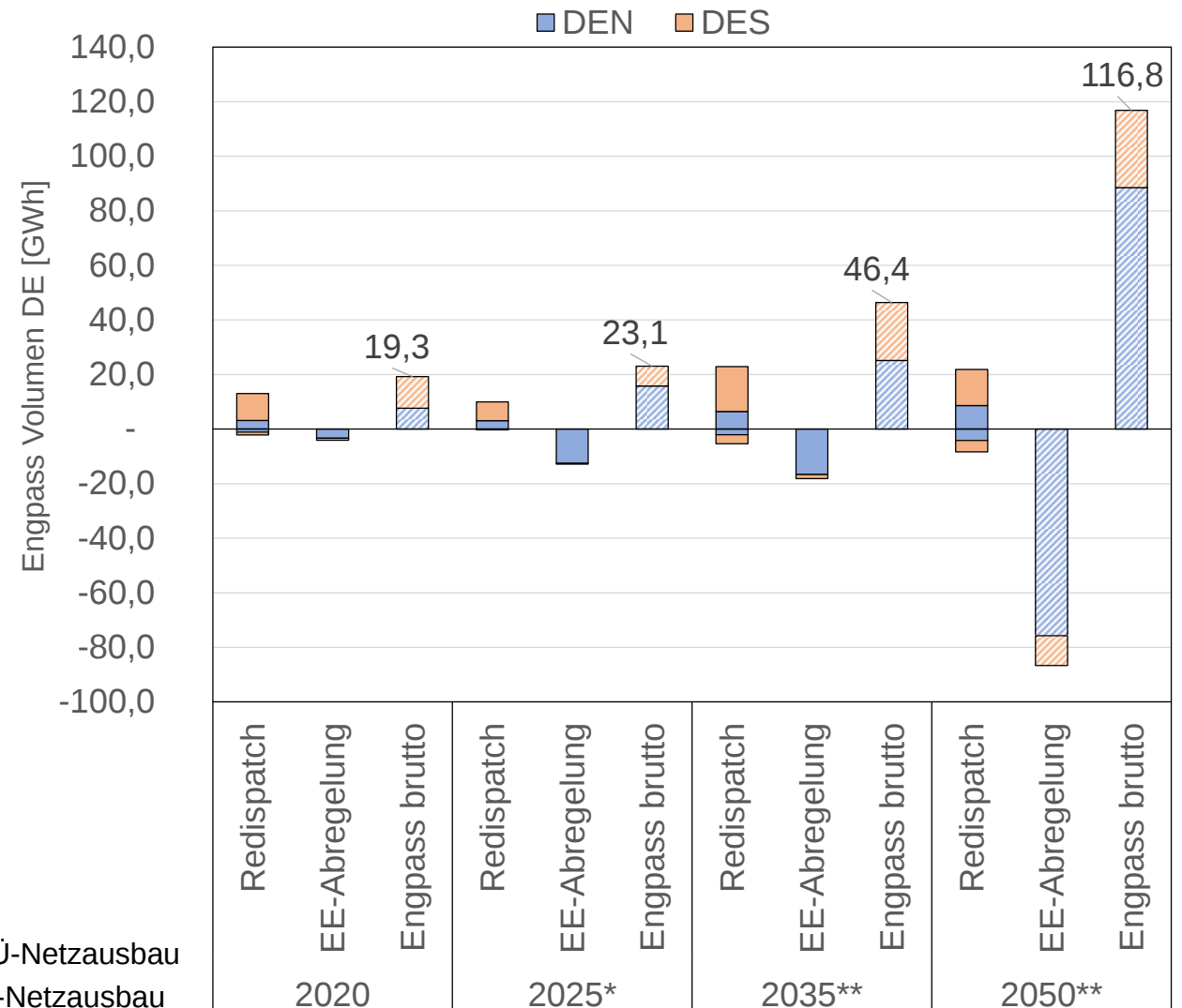


Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Auch im SPLIT Szenario kommt es in 2050 zu umfangreichen EE-Abregelungen auf extrem umfangreicher negative Residuallasten
- In 2050 fällt im SPLIT-Szenario zudem ebenfalls eine um ca. 8TWh höhere Engpassarbeit an



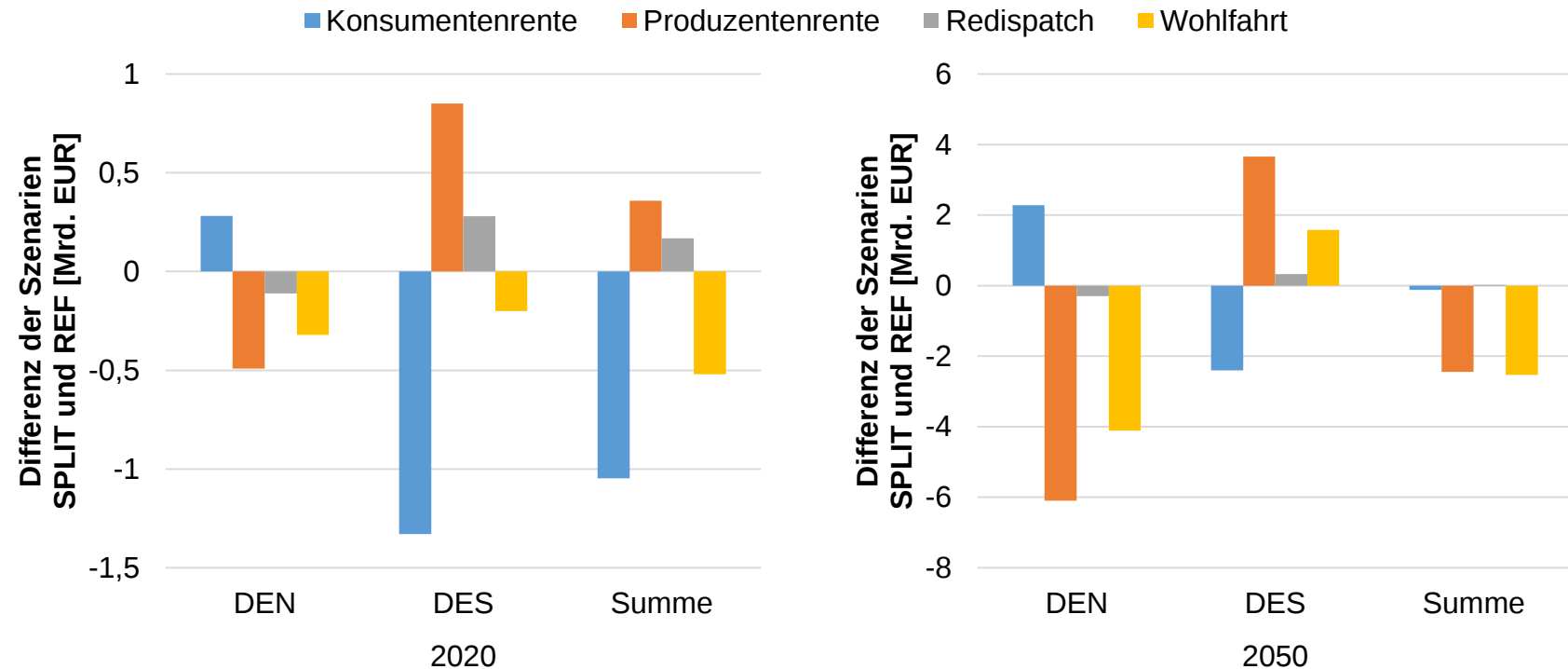
* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Verteilungseffekte**
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Verteilungseffekte im SPLIT-Szenario



- ➔ Im Jahr 2020 führt der starke Rückgang der Konsumentenrenten trotz Anstieg der Produzentenrenten und Rückgang der Redispatchkosten zu negativen Wohlfahrtseffekten
- ➔ Im Jahr 2050 treten ebenfalls Wohlfahrtsverluste auf, die primär durch den starken Rückgang der Produzentenrenten in der Gebotszone DEN getrieben sind

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - **Zwischenfazit**
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario SPLIT

Mittelfristig	Langfristig	Konsequenz
■ Market Splitting führt zu einer hohen Reduktion von notwendiger Engpassarbeit ■ Somit Beitrag zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit, insbesondere bei weiteren Verzögerungen im Netzausbau (HGÜ-Leitungen)	■ Fundamentale Veränderungen, sowohl in der Netzstruktur, als auch beim Kraftwerkspark führen zu neuen intraazonalen Engpässen in der süddeutschen Zone ■ Market Splitting wird hierdurch ineffizienter als der Referenzfall	■ Erneute Anpassung des Zonenzuschnitts erforderlich ■ Aber: Regionaler Investitionsanreiz würde durch unsichere Rahmenbedingungen reduziert ■ Alternativ verstärkter Netzausbau innerhalb Süddeutschlands

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)**
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der europäischen Marktdesigns

 No CRM	 De-central obligation
 Strategic reserve	 Tender for new capacity
 Central buyer	 Targeted capacity payments



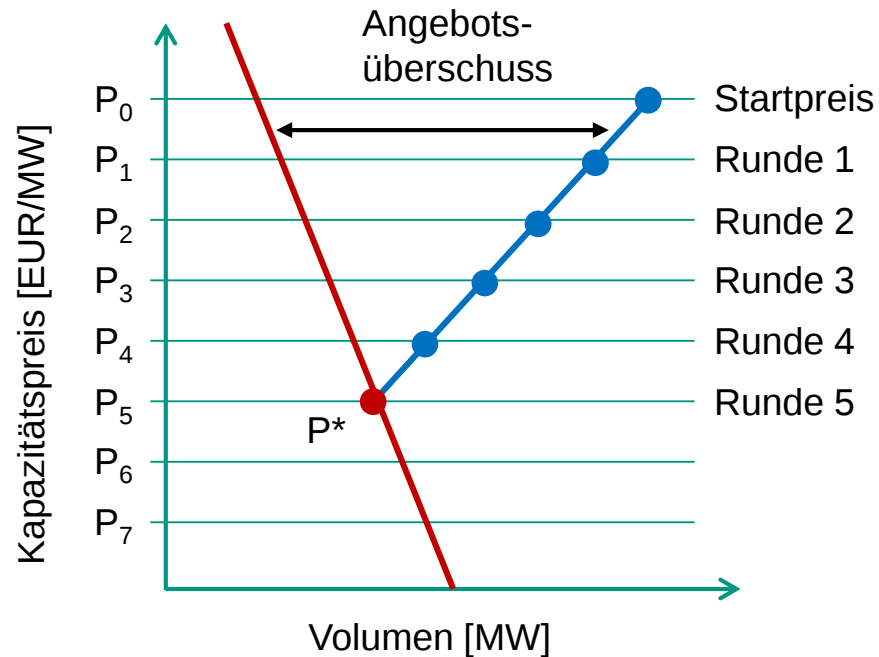
Hintergrund:

- Traditionelles Marktdesign in Europa ist der Energy-only Markt (EOM)
- In den letzten Jahren vermehrt Einführung von Kapazitätsmechanismen (CRM) zu beobachten
- Wesentlicher Treiber: Zweifel an der Fähigkeit des EOM, ausreichende Investitionsanreize in gesicherte Erzeugungs- und Speicherkapazität zu setzen
- Kapazitätsmechanismen entlohnen neben der verkauften Strommenge auch die Bereitstellung gesicherter Kapazität

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Funktionsweise des zentralen Kapazitätsmechanismus in PowerACE



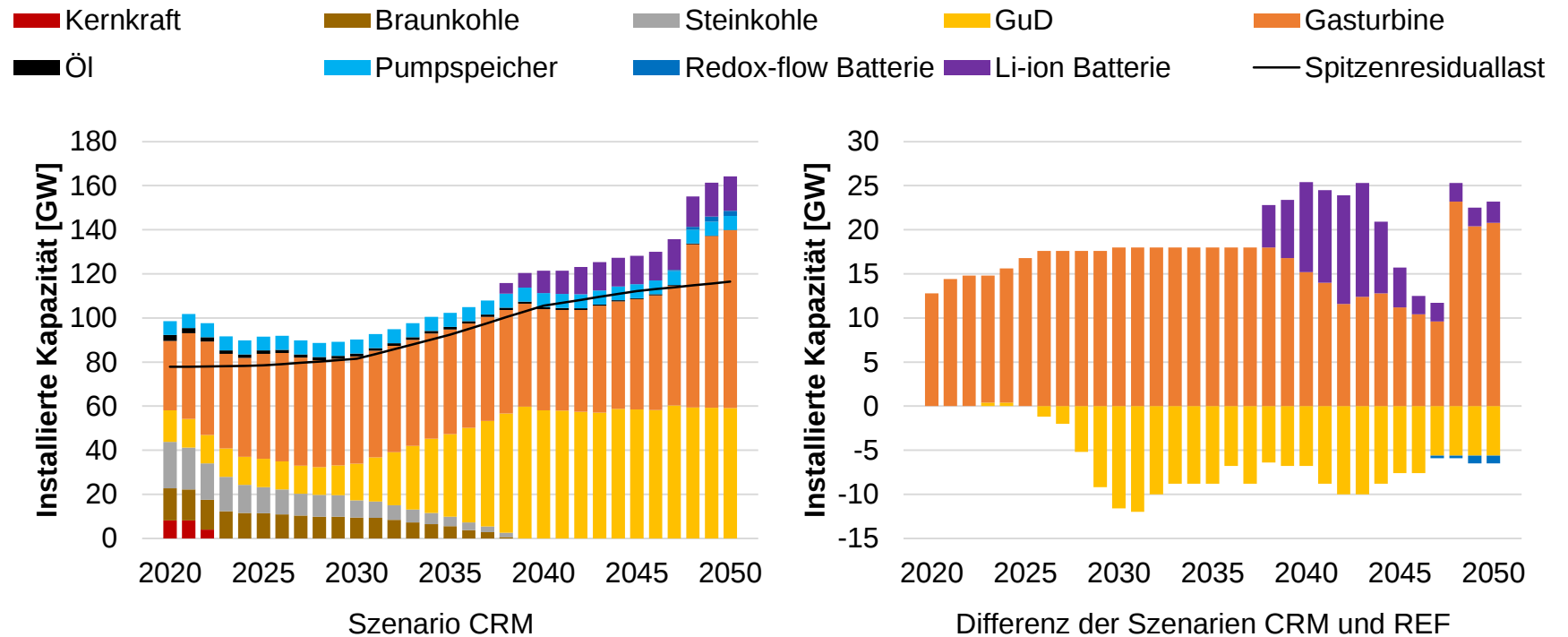
Ablauf:

- Regulator definiert Reservemarge (Verhältnis von gesicherter Leistung zu Spitzenresiduallast)
- Reservemarge bestimmt die gesicherte Leistung, die jährlich über eine holländische Auktion (descending clock) kontrahiert wird
- Versorgungsunternehmen erstellen Gebote bestehend aus gesicherter Erzeugungs-/Speicherkapazität und Kapazitätspreis
 - Bestehende Kapazitäten zum Preis von 0 EUR/MW
 - Neue Kapazitäten mit Differenzkosten (Betrag der zur Profitabilität fehlt)
- Markträumung nach Einheitspreisverfahren
- Durch Kombination mit Call-Optionen behält der Regulator die „Peak Energy Rent“ ein

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im CRM-Szenario

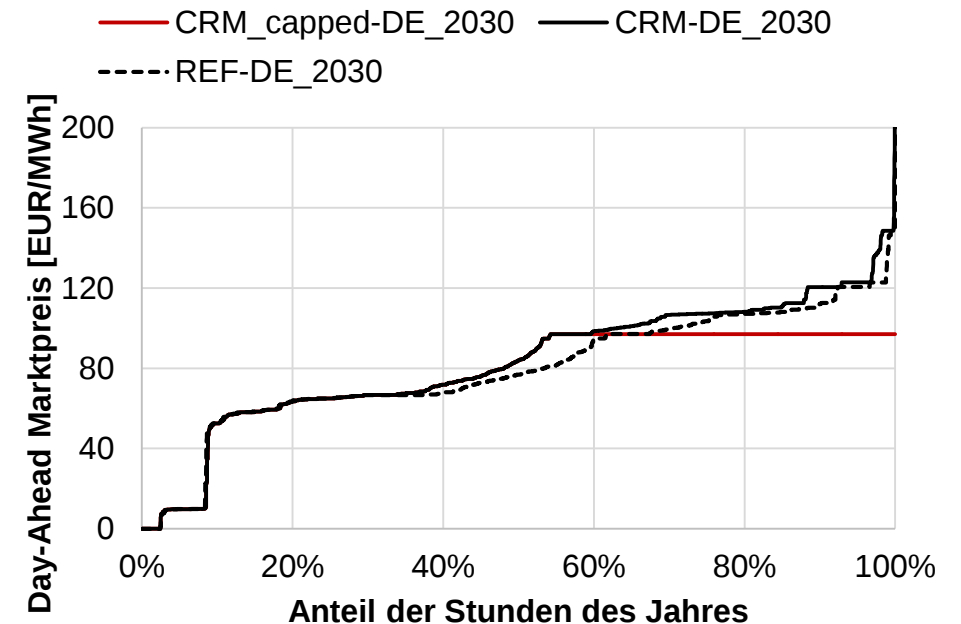
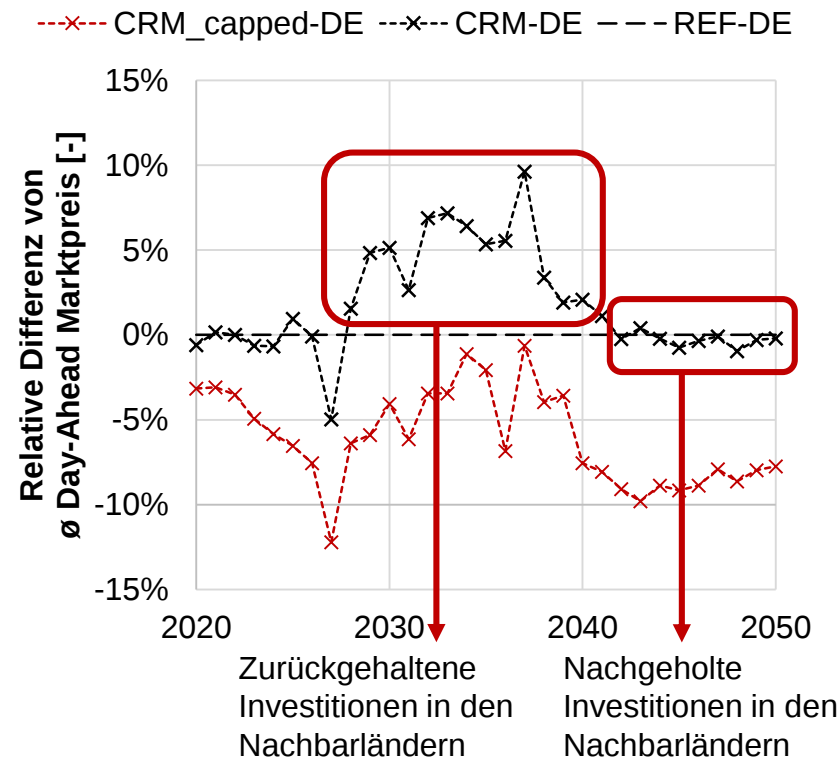


- ➔ Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland führt zu substantiell höheren Investitionen in neue konventionelle Kraftwerks- und Speicherkapazitäten
- ➔ Der Technologiemarkt ändert sich deutlich und es werden mehr Spitzenlastkraftwerke und Speicher, dafür weniger Mittellastkraftwerke gebaut

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der Day-Ahead Marktpreise im CRM-Szenario



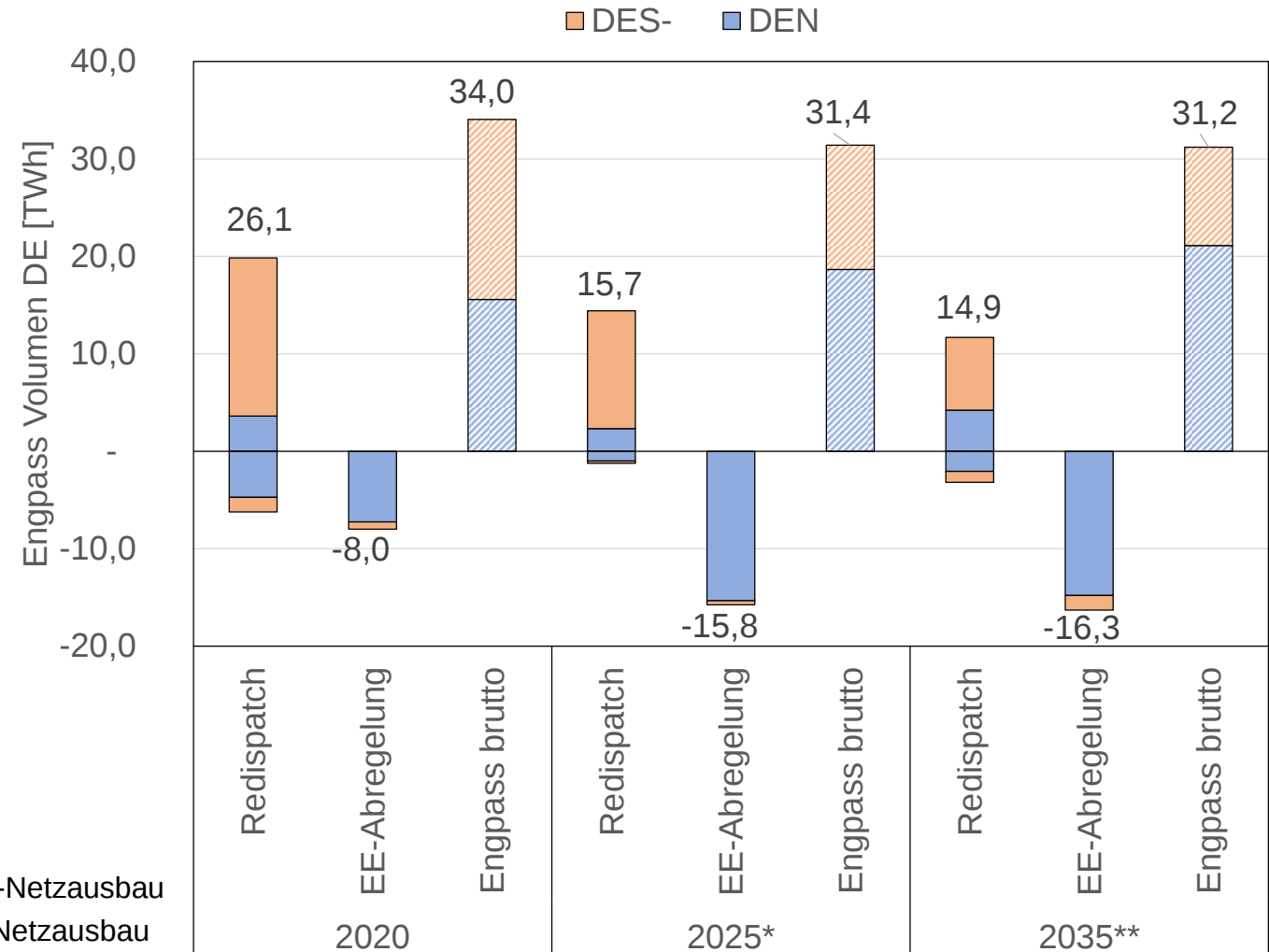
- ➔ Der stark veränderte Technologiemiix in Deutschland und verzögerte Neuinvestitionen in den Nachbarländern führen zu höheren Day-Ahead Durchschnittspreisen im Szenario CRM
- ➔ Aber: Der Regulator würde in diesem Fall die „Peak Energy Rent“ einbehalten und die entsprechend angepassten Day-Ahead Durchschnittspreise liegen unterhalb des Szenarios REF

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Engpass Volumen bleibt **relativ stabil** bis 2035, sinkt sogar leicht
- Geringstes Engpass Volumen in 2035 im Vgl. zu REF und SPLIT



Agenda:

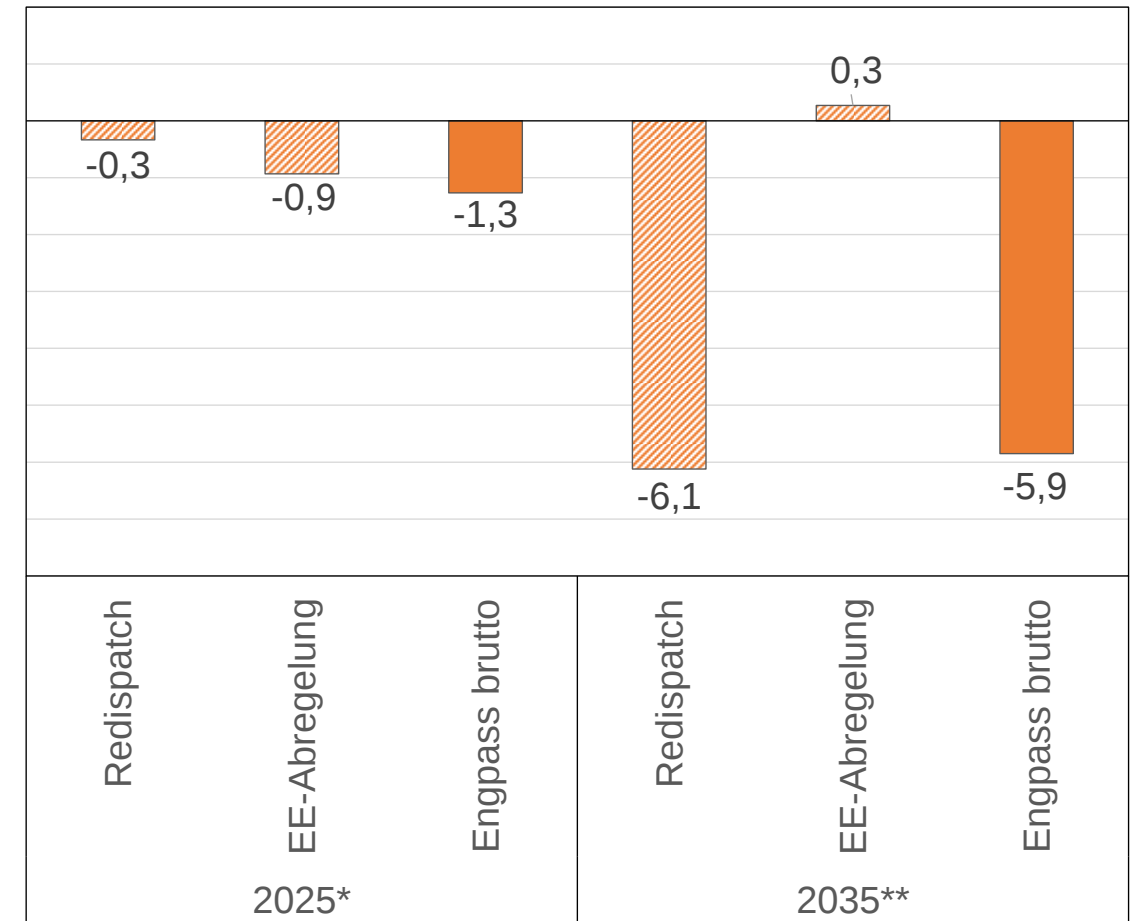
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- CRM-Fall weist geringere Engpass Volumen auf
- Reduktion in 2025 (-3,9%) und 2035 (-15,8%)
- Geringstes Engpass Volumen in 2035 im Vgl. zu REF und SPLIT

Engpass Volumen DE [TWh]

■ Delta CRM - REF



* ohne HGÜ-Netzausbau

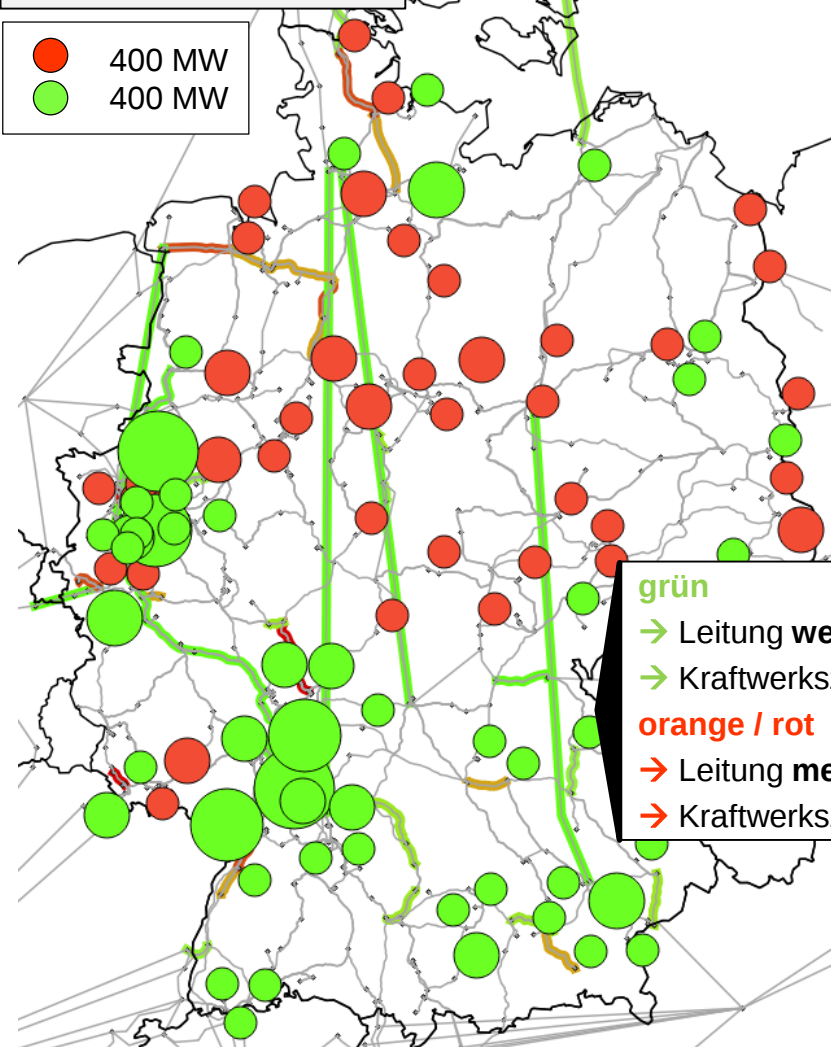
** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

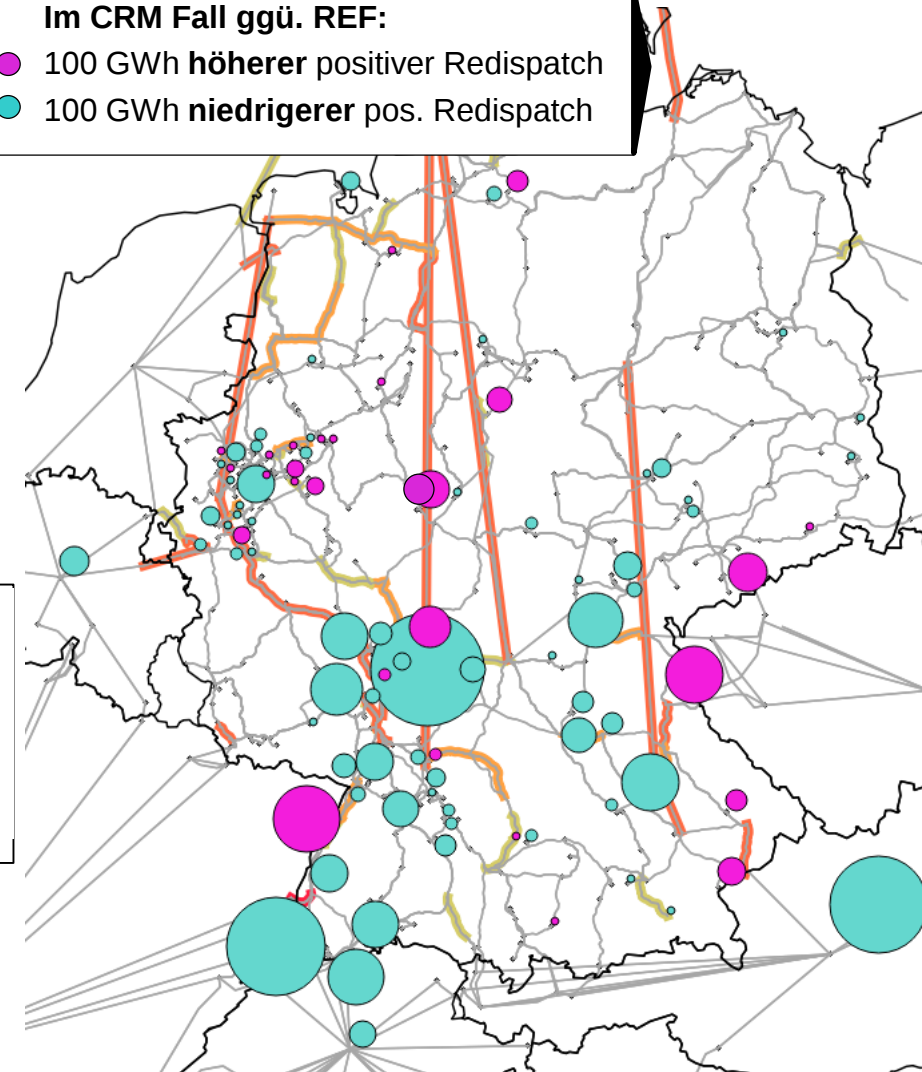
CRM – Differenz Leitungsauslastung, Kraftwerkszubau & Redispatch-Einsatz vs. REF

CRM vs. REF 2035



Im CRM Fall ggü. REF:

- 100 GWh **höherer** positiver Redispatch
- 100 GWh **niedrigerer** pos. Redispatch

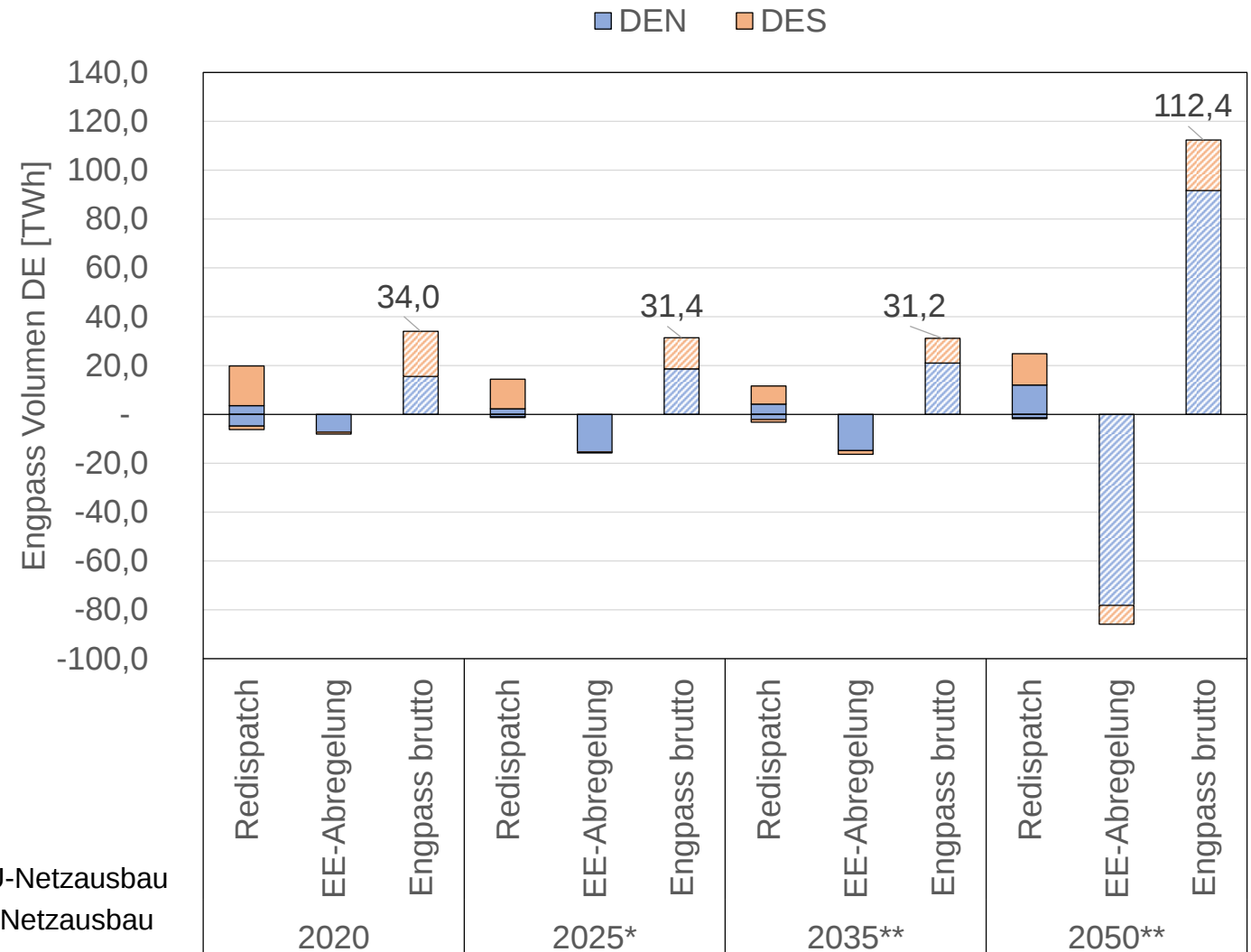


Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Auch im CRM Szenario kommt es in 2050 zu umfangreichen EE-Abregelungen auf Grund extrem hoher und umfangreicher negativer Residuallasten



* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Zwischenfazit**
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario CRM

Chancen	Risiken	Konsequenz
■ Kapazitätsmechanismen können erfolgreich den Zubau neuer Kraftwerks- und Großspeicherkapazität anreizen ■ Kombiniert mit einer lokalen Komponente für die Standortwahl kann ein Kapazitätsmechanismus die Netzsituation entspannen	■ Die Kosten für die Beschaffung neuer Kapazitäten sind schwierig planbar ■ Kapazitätsmechanismen können im gekoppelten europäischen Strommarkt zu erheblichen grenzüberschreitenden Effekten führen	■ Die Einbeziehung von Interkonnektoren in Kapazitätsmechanismen ist essentiell ■ Die Parametrisierung eines Kapazitätsmechanismus muss vor dessen Einführung sorgfältig geplant werden

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)**
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Hintergrund

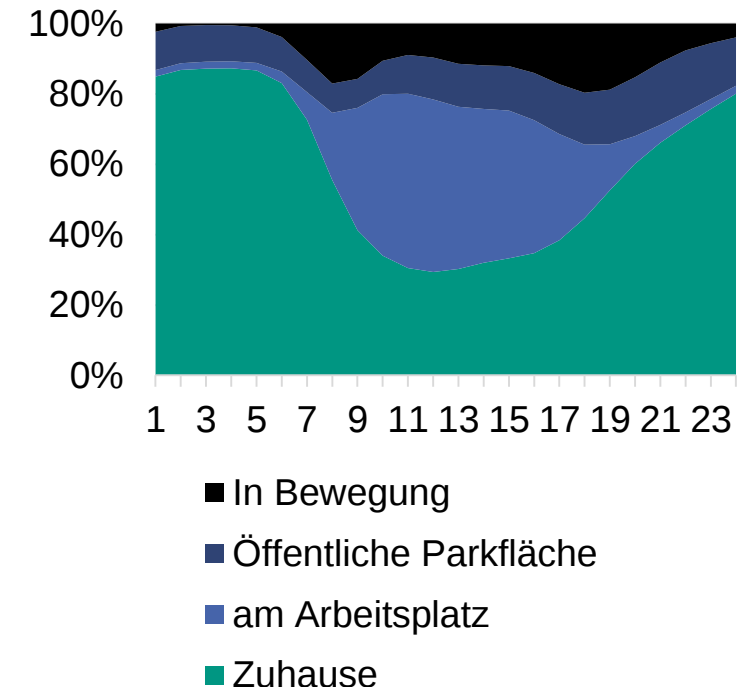
■ Motivation

- Substitution steuerbarer Erzeugungskapazitäten?
- Reduktion von CO₂-Emissionen durch höhere Ausnutzung von EE?

■ Methodik Lastmanagement: Simulation mit eingebetteter Optimierung:

- Kostenminimierung geeigneter Prozesse aus Prozessperspektive
- Residuallast als "Anreizsignal"
- Beispiel: Elektrofahrzeuge als mobile Speicher: Dynamische Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Fahrzeuge bei der Festlegung von Lastgrenzen für Lastverschiebung

Aufenthaltort privater E-Fahrzeuge

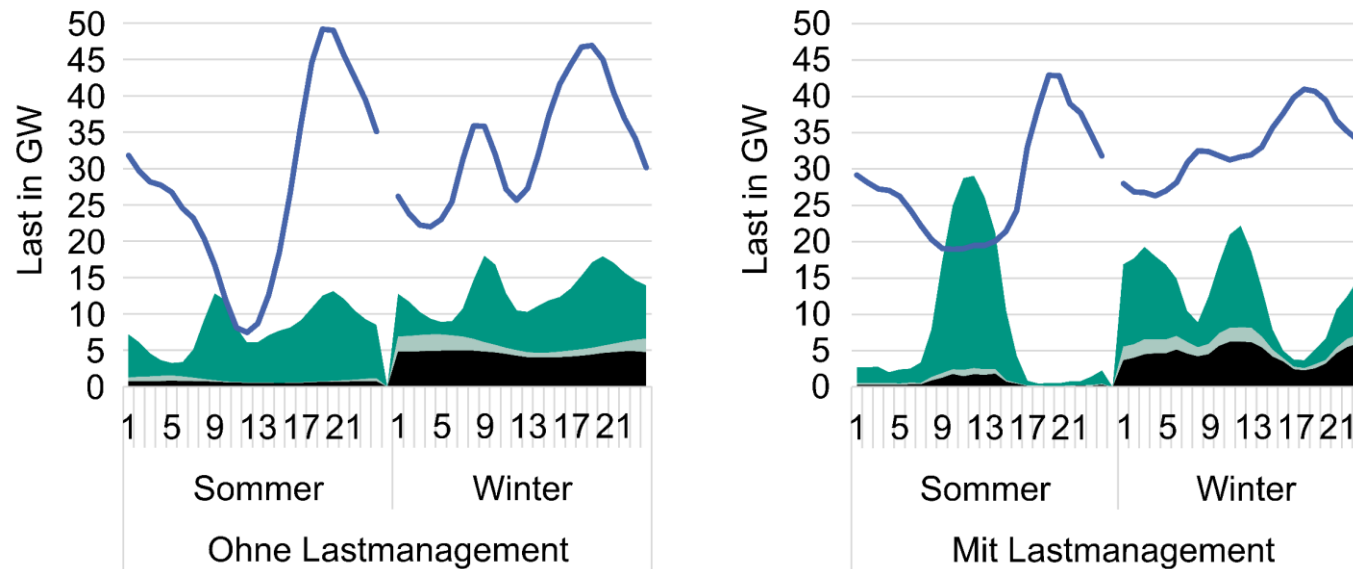


Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - **Lastglättung**
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Auswirkungen auf die Last

Durchschnittliche Verschiebung ausgewählter Lasten und Auswirkungen auf die Residuallast - 2040



■ Wärmepumpe (Haushalt) ■ Wärmepumpe (GHD) ■ E-Fahrzeuge (privat) — Residuallast

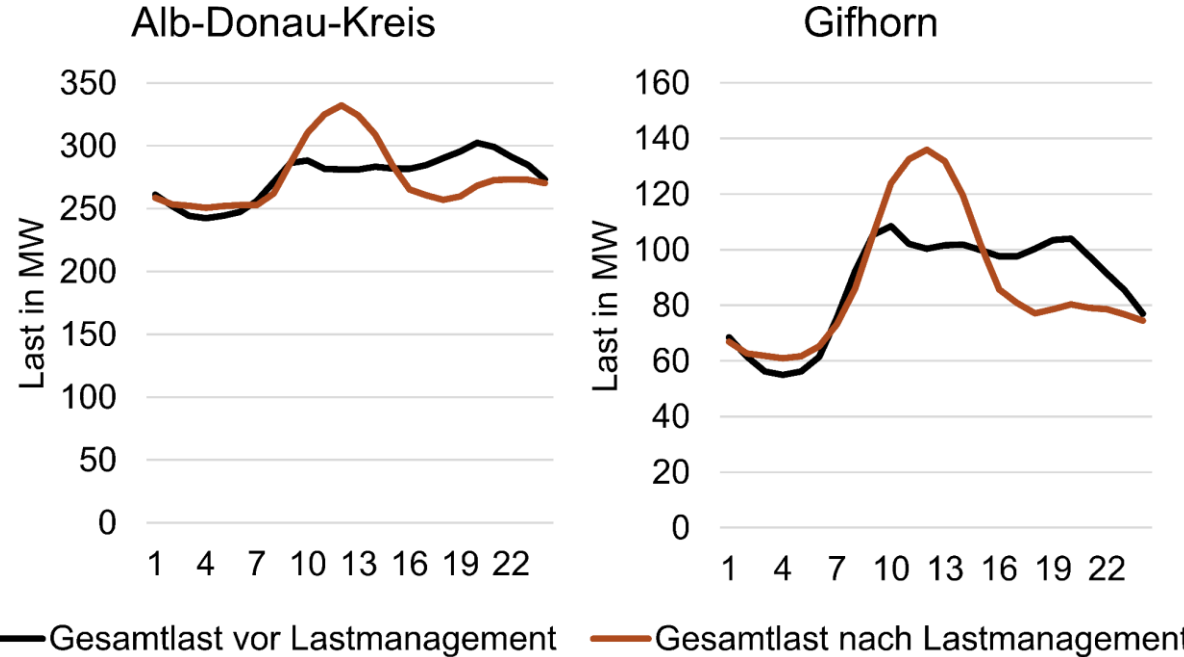
- Diffusion von Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen stellt großen Hebel für Lastmanagement dar
- Insbesondere große Teile des Abendpeaks können durch Lastmanagement in die Mittagsstunden verschoben werden
- Verschiebung saisonal unterschiedlich

Agenda:

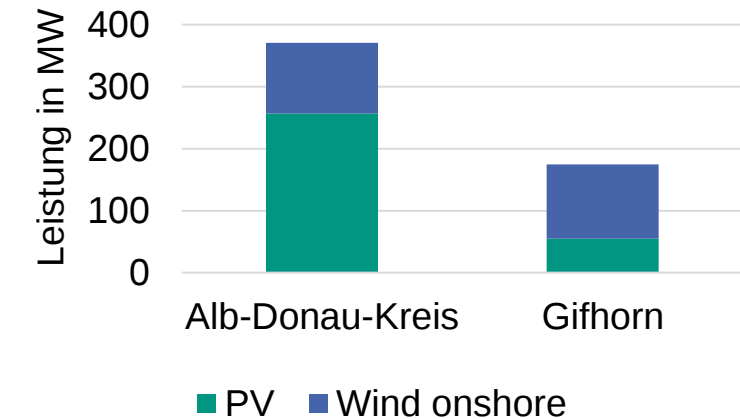
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - **Lastglättung**
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Auswirkungen auf die Last

Mittlere Gesamtlast vor und nach Lastmanagement (2040)



Installierte EE-Leistung (2017)*



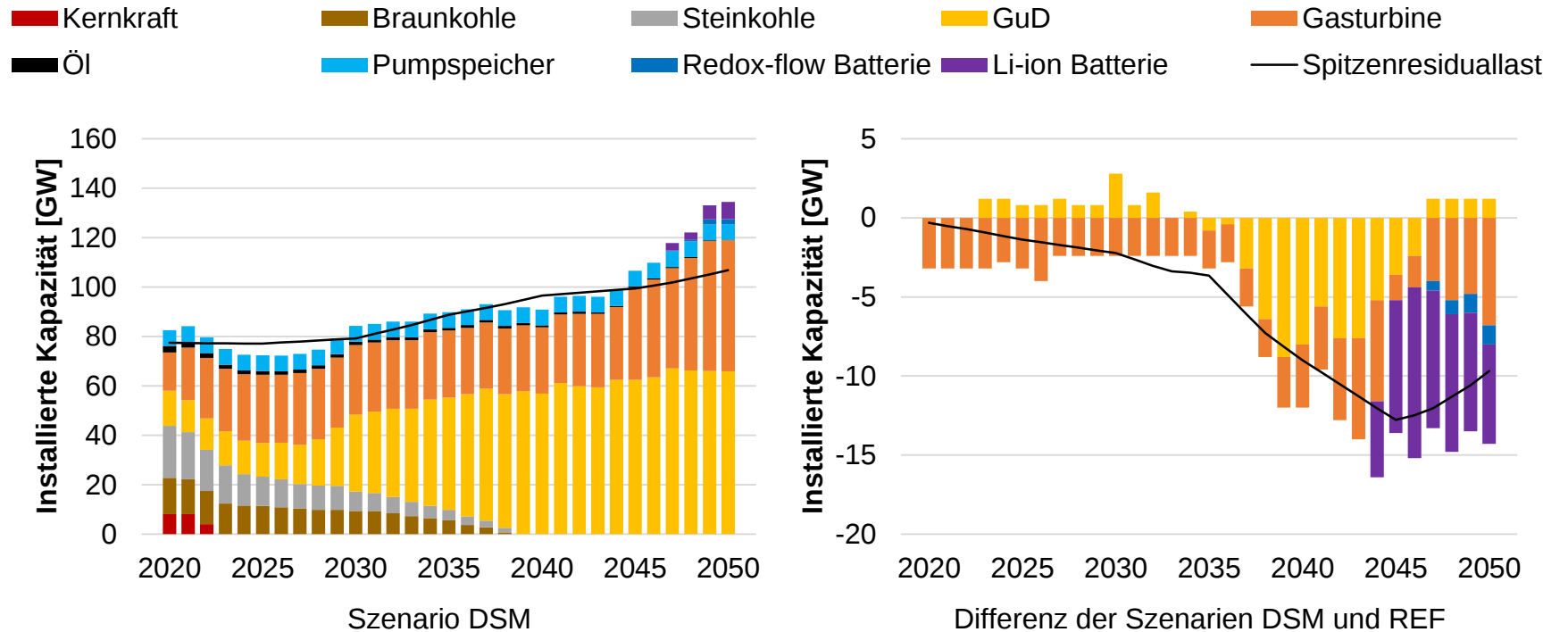
*Berechnung auf Basis von *Open Power System Data (2019): Data Package Renewable power plants. Version 2019-04-05.*

- Zentrale Anreizsignale für DSM führen insgesamt zu einer Glättung der Residuallast und erhöhten Kapazitätsfaktoren
- Die lokale Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien, d.h. die regionale „Residuallast“ wird dabei nicht berücksichtigt

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - **Strommarkt**
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im DSM-Szenario

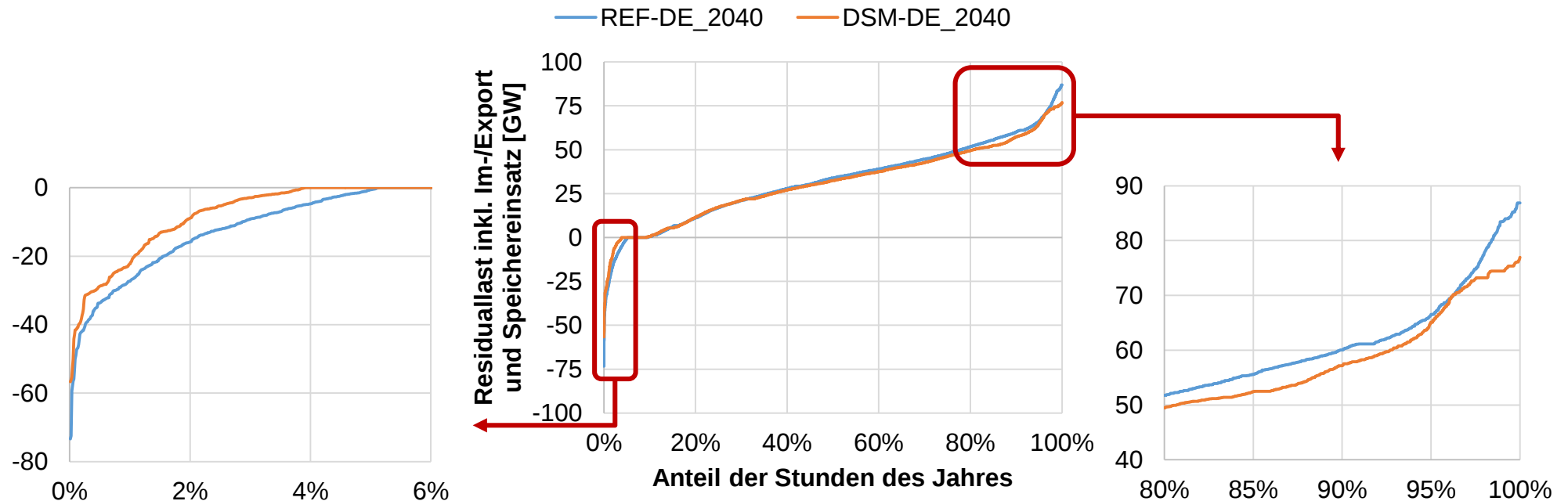


- ➔ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität den Bedarf an konventionellen Spitzenlastkraftwerken und Großspeichern in Deutschland substantiell reduzieren
- ➔ Aber: Phasenweise übersteigt der Rückgang der installierten Erzeugungskapazität den Rückgang der Spitzenresiduallast

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - **Strommarkt**
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Entwicklung der Residuallastverläufe im DSM-Szenario



➔ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität sowohl die Spitzenresiduallast als auch negative Residuallasten substantiell reduzieren und somit zu einer besseren Systemintegration Erneuerbarer Energien beitragen

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - Strommarkt
 - **Zwischenfazit**
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario DSM

Beitrag von Nachfrageflexibilität	Risiken
■ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität den Bedarf an konventionellen Spitzenlastkraftwerken und Großspeichern in Deutschland substantiell reduzieren ■ Neben reduzierten Spitzenlasten kann Lastmanagement auch negative Residuallasten abmildern und sowie zur Integration von Erneuerbaren Energien beitragen ■ Insbesondere die Diffusion von Elektrofahrzeugen stellt, sofern diese steuerbar sind, einen großen Hebel für Lastverschiebung dar	■ Gegenwärtig bestehen nur geringe monetäre Anreize für Lastflexibilisierung ■ Anreizsignale, die zu einer zentralen Lastglättung führen, können regionale Lastspitzen nach sich ziehen

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde**

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 **Fazit**

Fazit und Diskussionsrunde

Ausgangssituation	Herausforderungen	Lösungsansätze
- Ambitioniertes CO₂ Vermeidungsszenario bedingt einschneidende Maßnahmen in allen Sektoren - Strombasierte Prozesse und innovative Produktionsverfahren können zu einer starken Erhöhung der Stromnachfrage im Industriesektor führen - Zur Erreichung der Klimaziele ist unter diesen Voraussetzungen ein sehr großer Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich	- Unter Annahme eines deutschen Kernkraft- und Kohleausstiegs sowie Verzögerungen beim Netzausbau besteht in den nächsten Jahren erheblicher Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität Kurzfristig ist Netzausbau essentiell, langfristig werden jedoch weitere Flexibilitäten wie Großspeicher und Lastmanagement benötigt, die durch das aktuelle Marktdesign nur eingeschränkt angereizt werden	Lastmanagement kann einen deutlichen Beitrag zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien leisten - Ein Kapazitätsmechanismus mit lokalen Komponenten kann neue Kapazitäten anreizen und zielgerichtet platzieren Regionale Preissignale können eine sinnvolle Ergänzung zu weiterem Netzausbau sein - Die Aufteilung der deutschen Preiszone senkt mittelfristig die Engpassvolumen, aber bringt neue langfristige Risiken