



BMWK Sensitivität der LA2030

Analyse zum Verortungskriterium der 10 GW aus der KW-Strategie

Stand 19.04.2024



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analysen

2. Methodik

3. Marktsimulation

4. Netzanalysen

5. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analyse

2. Methodik

3. Marktsimulation

4. Netzanalysen

5. Fazit

Analysen zur Verortung der 10 GW aus der KWS

- **Ziel:** Auswirkungen einer regionalen Komponente der Kraftwerksstrategie aufzeigen, um die Argumentation des BMWK gegenüber der europäischen Kommission zu stützen
- **Gegenstand der Analyse:** Auf Basis der LA2030 werden zwei Verortungsvarianten für zusätzliche 10 GW Gas-Kraftwerke (GuD) anhand von Jahresläufen bewertet. Folgende Verortungsvarianten werden betrachtet:

Süd-Sensi

1/3 im Norden & 2/3 im Süden

Nord-Sensi

2/3 im Norden & 1/3 im Süden

- **Disclaimer:**
 - In dieser Untersuchung werden die Auswirkungen der zusätzlichen Gas-Kraftwerke sowie deren Verortung auf das Marktergebnis, die Systemkosten und den Redispatch untersucht. Die netzdienliche Verortung dieser Kraftwerke hat ebenfalls einen positiven Effekt auf die **Systemstabilität** und den **Netzwiederaufbau**. Diese Effekte wurden in der vorliegenden Untersuchung **nicht quantifiziert**, sind aber bei der Entscheidung über eine regionale Komponente in der Kraftwerksstrategie zu berücksichtigen.
 - In den Systemkosten werden u.a. Kosten für den Einsatz virtueller Reserven bzw. Energy-not-served (ENS) ausgewiesen. Das ist erforderlich, um ein vollständiges Gesamtbild aufzuzeigen. Die vorliegenden Untersuchungen stellen jedoch keine Bewertung der Versorgungssicherheit dar, da nur ein Wetterjahr und eine Kraftwerksausfallziehung berücksichtigt wurde.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analyse

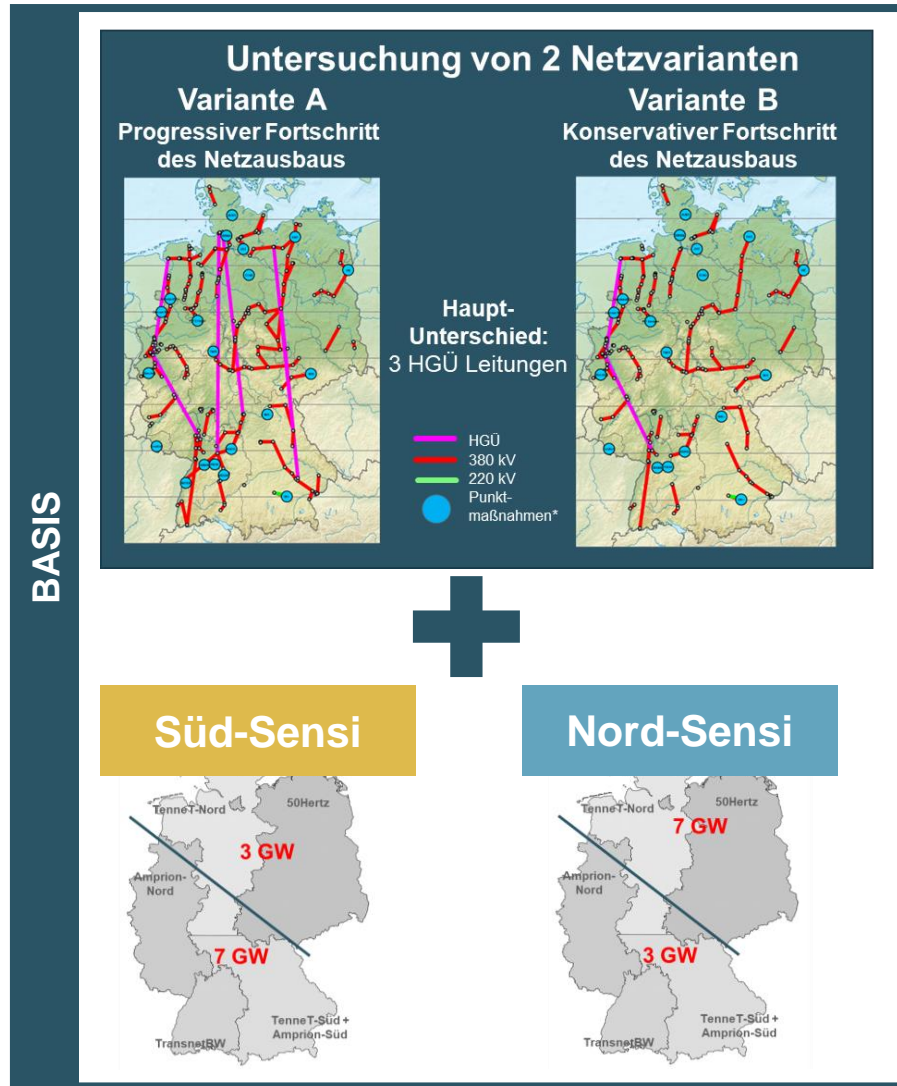
2. **Methodik**

3. Marktsimulation

4. Netzanalysen

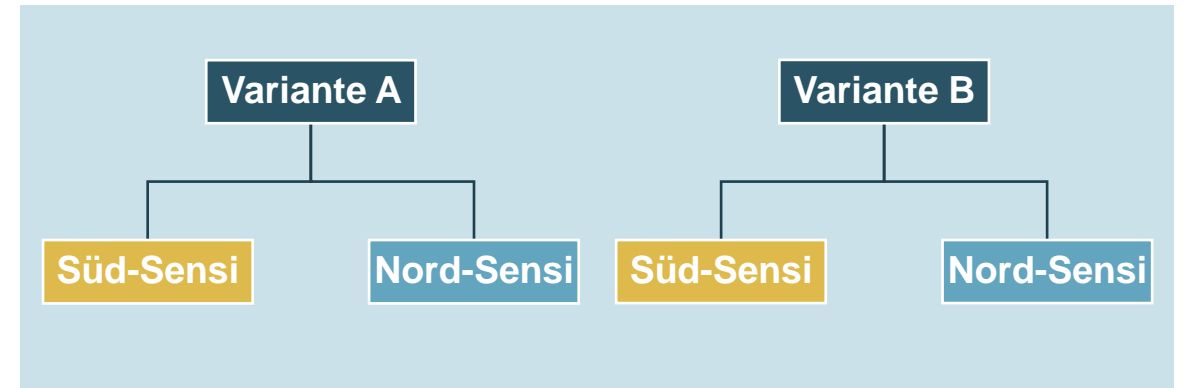
5. Fazit

Methodik



Aussagen:

- In den Marktergebnissen wird nur zwischen Variante A und B unterschieden. Die Verortung der Kraftwerke hat nur einen vernachlässigbaren Einfluss, der im Folgenden nicht dargestellt wird.
- In den Netzergebnissen wird wie folgt unterschieden:



Vereinfachungen:

- Verwendung der alten LA2030 FBMC-Domains (ohne 10 GW aus der KWS)
- FBMC-MSims LP statt MILP
- Keine Berücksichtigung von RD 2.0

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analyse

2. Methodik

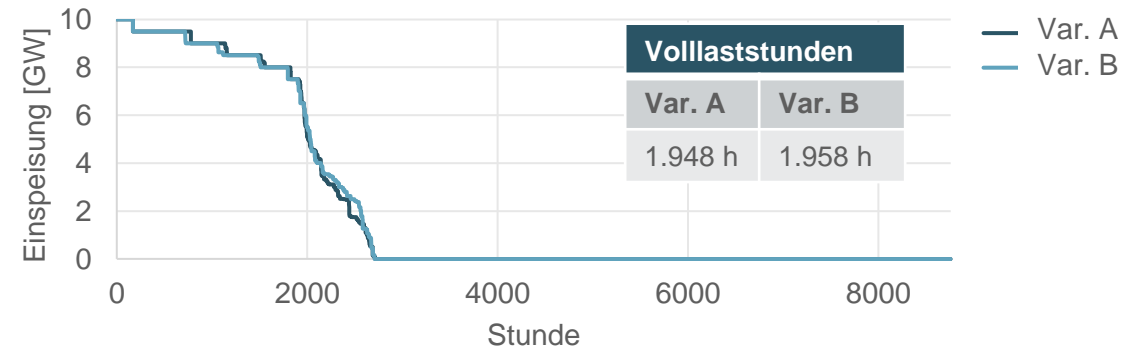
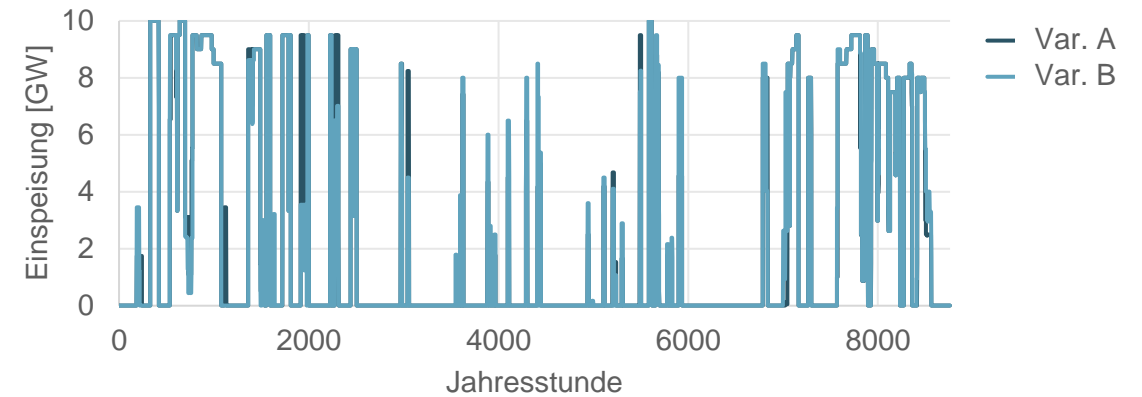
3. **Marktsimulation**

4. Netzanalysen

5. Fazit

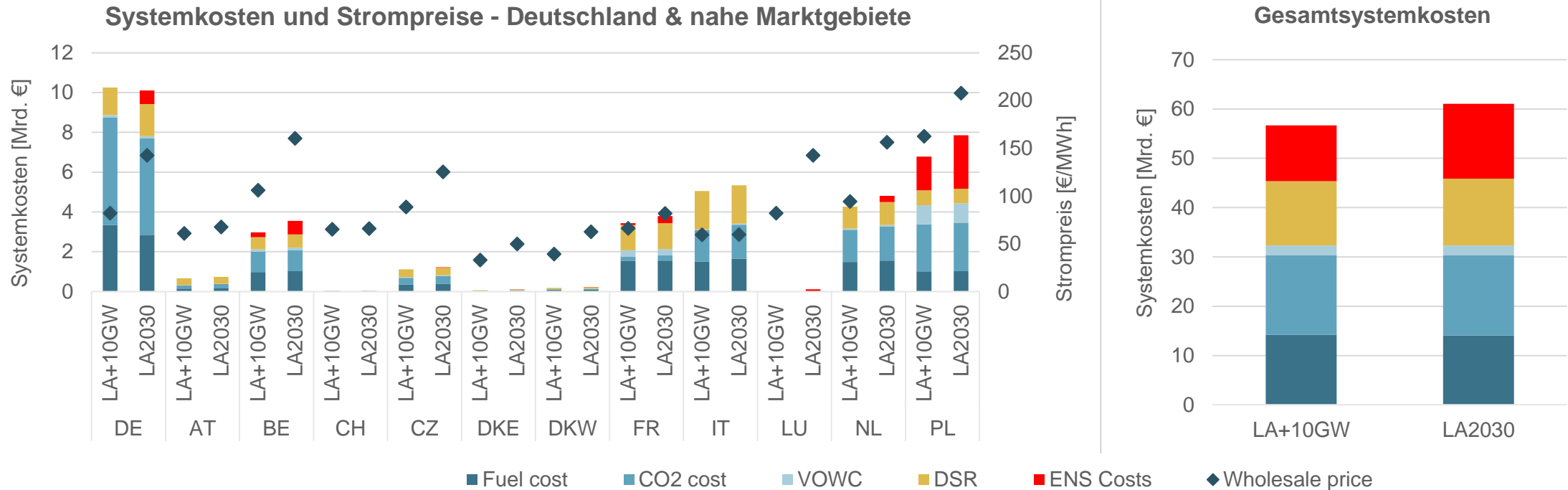
Einsatzverhalten der Gaskraftwerke

Energienmenge [TWh]	Variante A		Variante B	
	LA30+10GW	LA2030	LA30+10GW	LA2030
Erzeugung Konventionell	119,4	105,5	119,5	105,4
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	73,2	58,9	73,3	58,7
Sonstige Thermische	18,8	19,2	18,8	19,3
Sonstige NEE	27,4	27,4	27,4	27,4
Virtuelle Reserve	0,0	0,1	0,0	0,2
Erzeugung Stromspeicher	45,2	45,5	45,4	45,6
Erzeugung Erneuerbare	605,0	604,9	603,1	603,1
Wind Onshore	247,3	247,2	246,6	246,6
Wind Offshore	105,3	105,3	105,1	105,1
Photovoltaik	197,8	197,8	196,8	196,8
Biomasse	32,2	32,2	32,2	32,2
Hydro	19,3	19,3	19,3	19,3
Sonstige Erneuerbare	3,1	3,1	3,1	3,1
Erzeugung Gesamt	769,6	755,8	768,0	754,1
Bruttostromverbrauch	761,9	760,0	762,1	759,8
Stromspeicher	50,7	51,1	51,1	51,3
Preissensitive Lasten	67,0	64,7	66,8	64,7
Elektromobilität	77,4	77,4	77,4	77,4
Großverbraucher	26,8	26,8	26,8	26,8
Konventionell	490,1	490,1	490,1	490,1
Wärmepumpen	33,1	33,1	33,1	33,1
Netzverluste	16,8	16,8	16,8	16,5
Exportsaldo	7,6	-4,0	5,8	-5,5



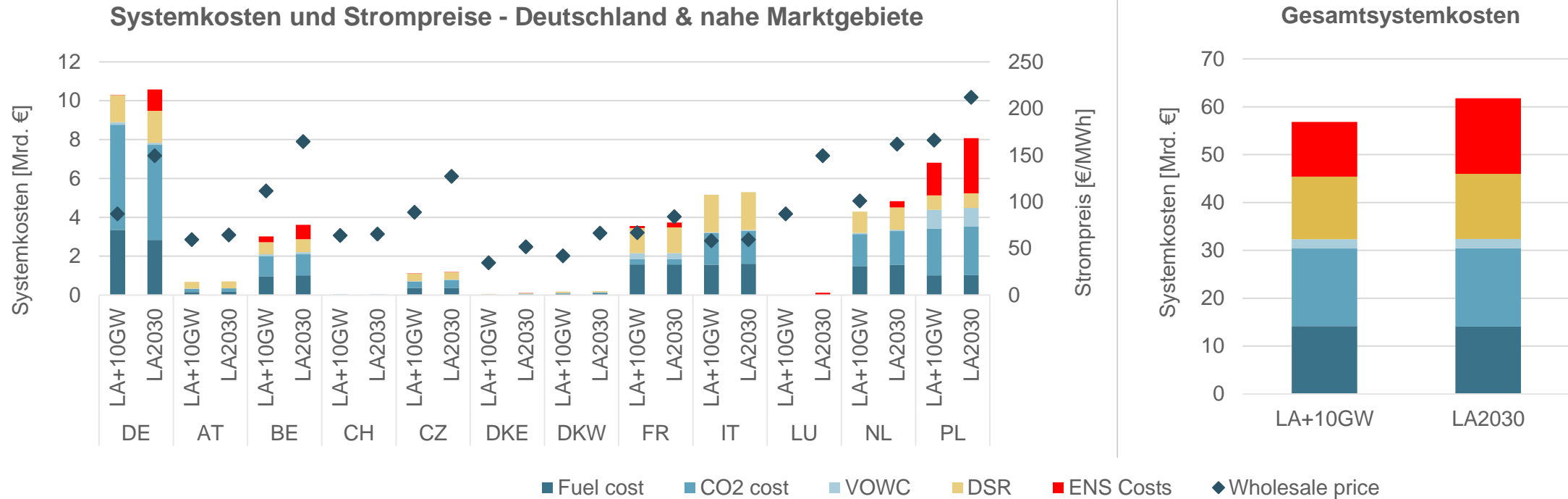
- Die zusätzlichen 10 GW GuD-Kraftwerke führen in DE zu einem Anstieg der Jahresstromerzeugung aus Erdgas um 14,3-14,6 TWh
- Durch die zusätzliche Stromerzeugung in DE werden teurere ausländische Kraftwerke aus dem Markt verdrängt, was sich in einem Anstieg des Exportsaldos um 11,3-11,6 TWh zeigt
- Auf der Nachfrageseite ist ein Anstieg der preissensitiven Lasten um 2,1-2,3 TWh zu erkennen

Marktseitige Systemkosten – Variante A



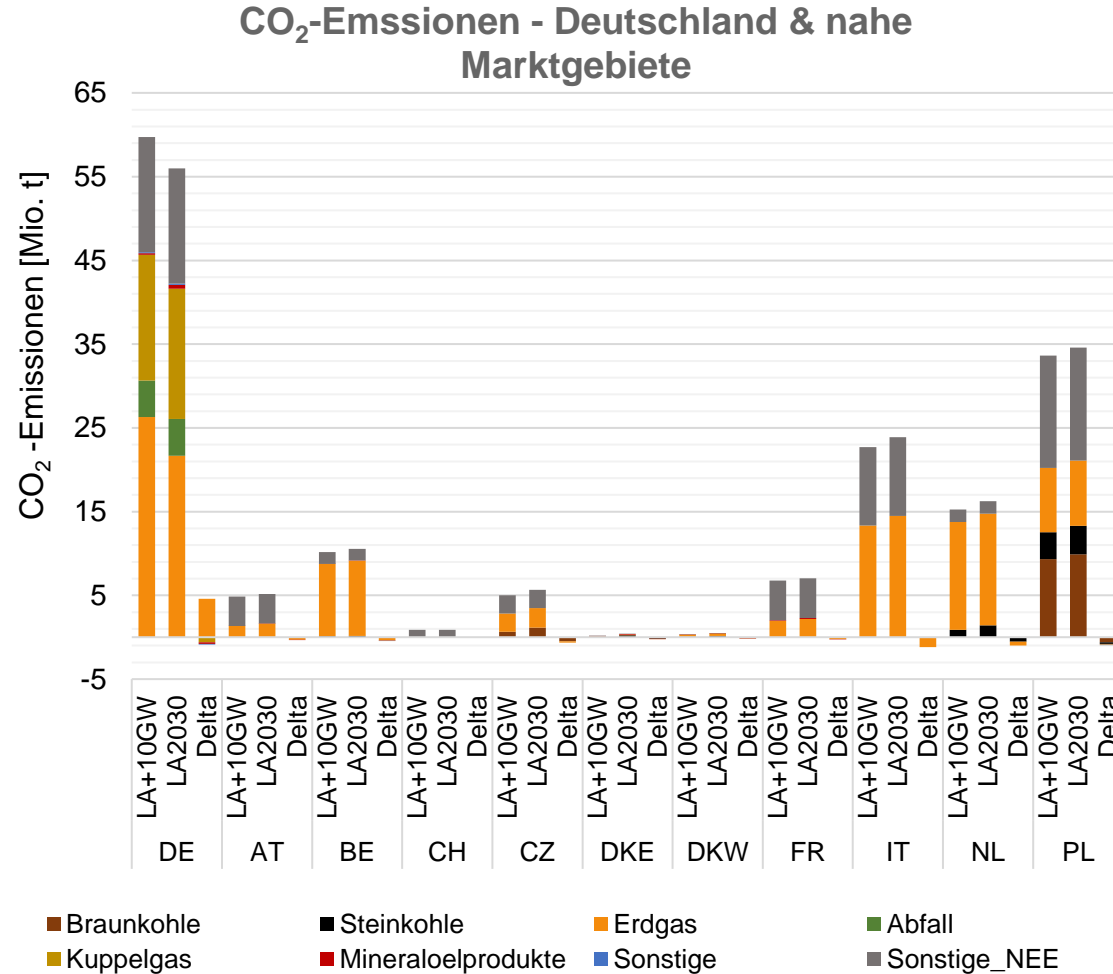
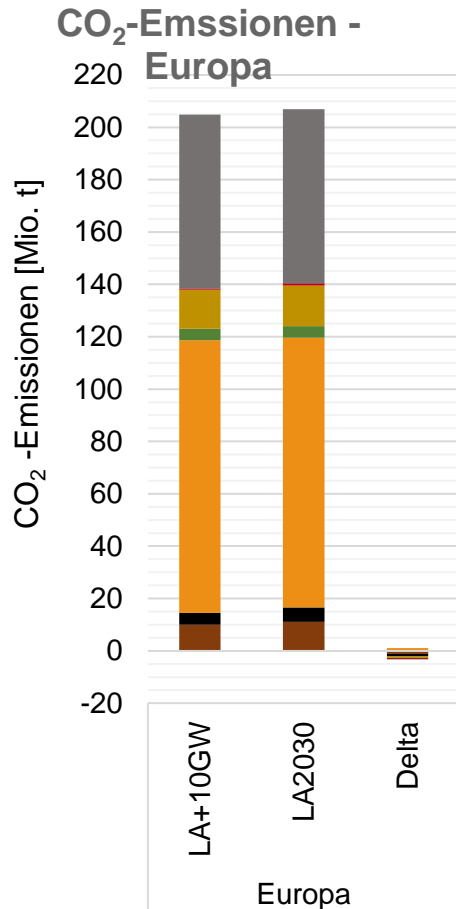
- Die zusätzlichen 10 GW GuD-Kraftwerke **verdrängen teurere ausländische Kraftwerke** aus dem Markt und **reduzieren europaweit den Einsatz und die damit verbundenen Kosten virtueller Reserven (bzw. ENS)**
- Die in DE gestiegene Erzeugung führt zu einem Anstieg der deutschen Brennstoffkosten um 522 Mio. € (19%) sowie der CO₂-Kosten um 524 Mio. € (11%) im Vergleich zum LA2030-Szenario; in den anderen Marktgebieten reduzieren sich hingegen die Systemkosten aufgrund dieses Effektes
- Im Gesamtsystem reduzieren sich die **Systemkosten um 4,4 Mrd.€ (-7%) gegenüber der LA2030** (LA2030: 61,1 Mrd.€) vor allem aufgrund des geringeren Einsatzes virtueller Reserven (bzw. ENS) mit Kosten i.H.v. 5.000 €/MWh

Marktseitige Systemkosten – Variante B



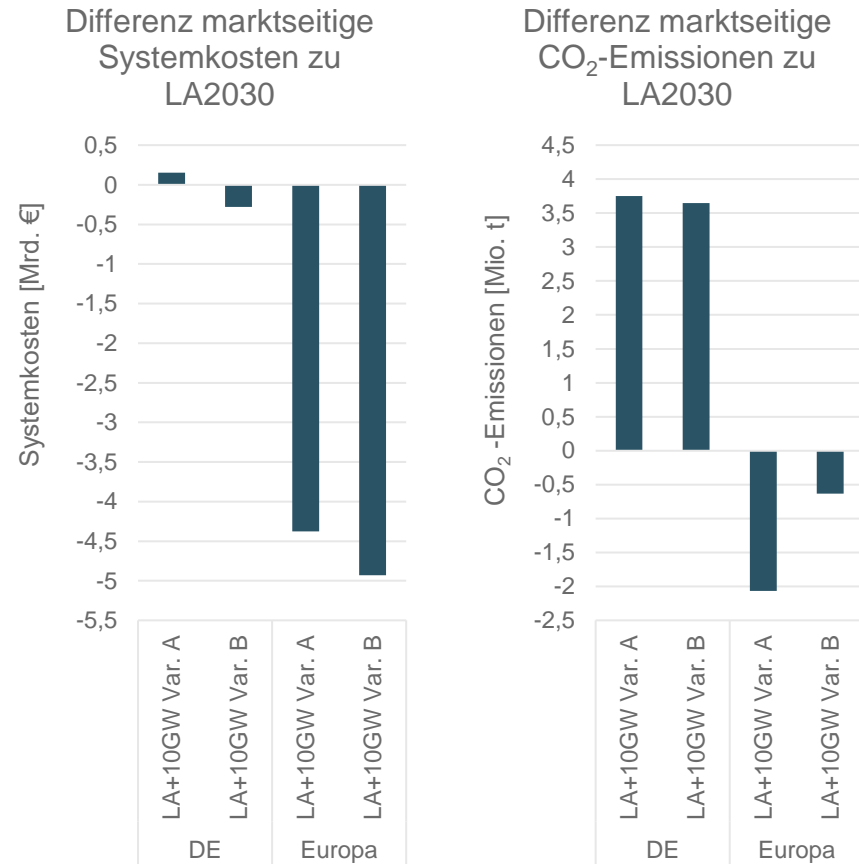
- In Variante B zeigte sich bereits in der LA2030 im Vergleich zur Variante A über verschiedene Marktgebiete hinweg aufgrund des verringerten Netzausbaus in Deutschland und des damit verbundenen eingeschränkten Handels ein höherer Einsatz virtueller Reserven (bzw. ENS), welcher zu höheren ENS-Kosten führt
- Im Gegensatz zu Variante A sinken die Systemkosten im Marktgebiet DE aufgrund der starken Reduzierung des Einsatzes virtueller Reserven (bzw. ENS) im LA+10GW-Szenario
- Im Gesamtsystem reduzieren sich die **Systemkosten um 4,9 Mrd.€ (-8%) gegenüber der LA2030 (LA2030: 61,8 Mrd.€)**

Marktseitige CO₂-Emissionen – Variante A



- Steigerung der **CO₂-Emissionen in DE** um 4 Mio. t (7%) durch deutlich erhöhte Einspeisung in DE (durch GaskW)
- **Reduktion der CO₂-Emissionen:**
 - u.a. aus **Braun- und Steinkohle** in NL, PL und CZ (in Summe 1,8 Mio. t)
 - u.a. aus **Erdgas** in AT, BE, CZ, FR, IT und NL (in Summe 2,7 Mio. t)
- Senkung der **CO₂-Emissionen des Gesamtsystems** über alle europäischen Marktgebiete um 2,1 Mio. t (1% der gesamteurop. Emissionen)

Einordnung der Effekte der zusätzlichen GuD-Kraftwerke: Reduktion von Systemkosten und Vermeidung von CO₂-Emissionen in Europa



Zusätzliche 10 GW GuD-Kapazität zeigen einen deutlichen Einfluss auf das Marktgeschehen:

- signifikante Reduktion der Notwendigkeit des Einsatzes virtueller Reserven zur Vermeidung von Lastunterdeckungen und somit deutliche Senkung der gesamteuropäischen Systemkosten in Abhängigkeit des Netzausbaufortschritts um 4,4 – 4,9 Mrd. € im Jahr 2030
→ **pro installiertem GW GuD-Kapazität in DE: 440 Mio. – 490 Mio. € Systemkosteneinsparung in Europa im Jahr 2030***
- die nun erhöhte inländische Einspeisung im Vergleich zur LA2030 bedingt zwar zunächst eine Steigerung der CO₂-Emissionen in DE um 3,6 Mio. t – 3,7 Mio. t, führt jedoch im Resultat dennoch zu einer gesamthaften Reduktion der europäischen strommarktbedingten CO₂-Emissionen in Abhängigkeit des Netzausbaufortschritts um 0,6 – 2,1 Mio. t im Jahr 2030
→ **pro installiertem GW GuD-Kapazität in DE: 60 – 210 Tsd. t weniger CO₂-Emissionen in Europa im Jahr 2030**

*bei Annahme von Kosten einer Lastunterdeckung (Einsatz virtueller Reserven) i.H.v. 5000 €/MWh

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analyse

2. Methodik

3. Marktsimulation

4. **Netzanalysen**

5. Fazit

Netzanalyse – RD-Ergebnisse

Übersicht über die Jahresläufe

Analysen	LA2030 ¹	BMWK	BMWK	LA2030 ¹	BMWK	BMWK
Netzausbau-Variante	A	A	A	B	B	B
Verteilung der 10 GW (Sensitivität)	-	Nord	Süd	-	Nord	Süd
	TWh					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,4	5,0	4,9	14,8	13,8	13,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,7	6,5	6,5	9,8	9,5	9,5
Neg. RD PV-Einspeisung	1,9	1,9	1,9	2,8	2,7	2,7
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,6	1,3	1,1	2,9	3,1	2,6
davon neg. RD mit neuen Gas-Kraftwerken	-	0,35	0,19	-	0,87	0,37
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe <u>negativer</u> RD ***	15,6	14,6	14,4	30,3	29,2	28,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	12,1	11,9	11,8	24,4	25,3	25,5
davon pos. RD mit neuen Gas-Kraftwerken	-	1,80	3,00	-	6,20	9,73
Pos. RD Netzreserve in DE **	1,4	0,8	0,6	3,7	2,5	1,7
Pos. RD mit bnBm in DE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	2,1	1,9	2,0	2,1	1,3	1,3
Pos. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Summe <u>positiver</u> RD ***	15,6	14,6	14,4	30,3	29,2	28,5
RD-Kosten [Mio. €]	3640	3394	3176	6677	6105	5803
RD bedingter CO₂-Ausstoß [Mio. t]	5,83	5,46	5,38	11,65	10,90	10,60

¹ Abweichend zur LA2030 hier nur mit RD1.0 gerechnet

Auswirkung der Verortung der zusätzlichen Gas-Kraftwerke (zwischen Nord- und Süd-Sensitivität werden 4 GW verschoben) auf:

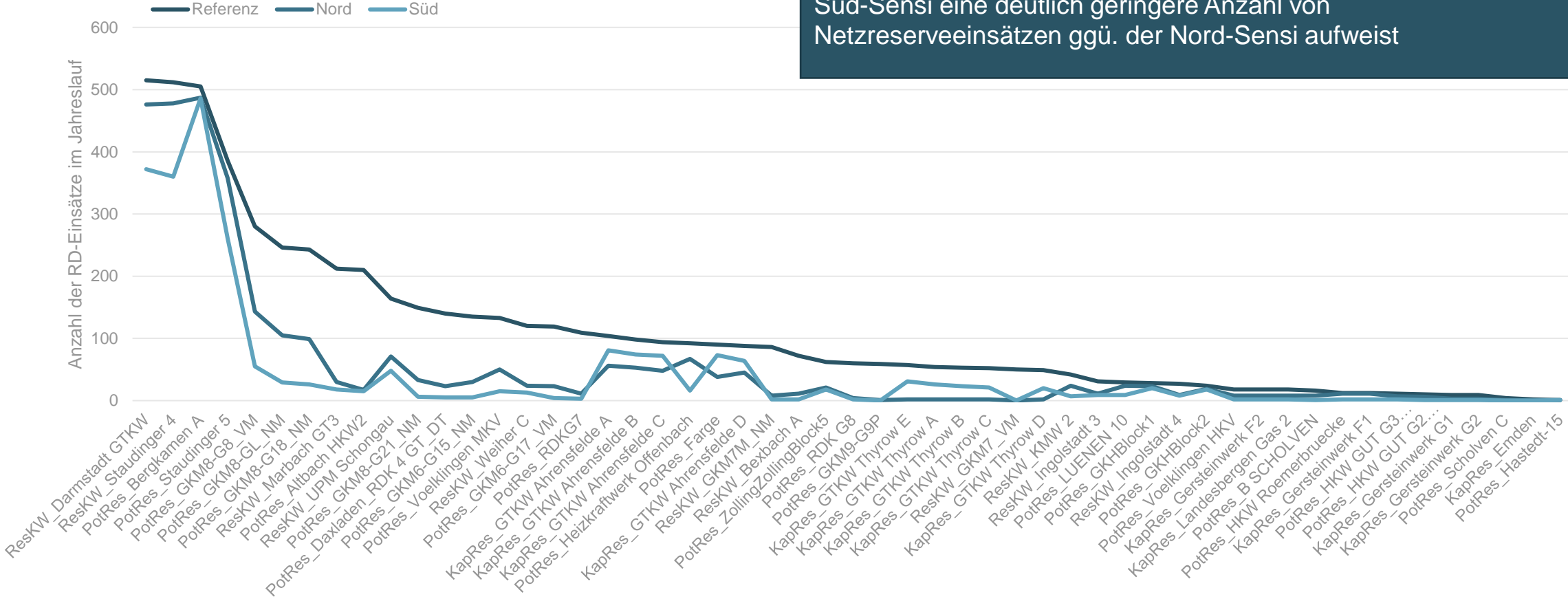
- **RD-Bedarf gesamt:** Die Reduktion in der Süd-Variante ggü der Nord-Variante 0,2-0,7 TWh (1,4-2,4%)
- **Netzreserveeinsatz:** Die Reduktion des Netzreserveeinsatzes in der Süd-Variante ggü der Nord-Variante 0,2-0,8 TWh (25-32%)
- Einsatz der zusätzlichen Gas-KW im RD:
 - In der Süd-Variante **sinkt** der **negative Redispatch** ggü. der Nord-Variante um 0,16-0,5 TWh (46-57%)
 - In der Süd-Variante **steigt** der **positive Redispatch** ggü. der Nord-Variante um 1,2-3,5 TWh (57-67%)
- Die Einführung von CORE-ROSC könnte zwar zu einer weiteren Reduktion des RD-Bedarfs führen, konnte aber aufgrund der derzeitig mit den europäischen Daten verbundenen Unsicherheiten nicht quantifiziert werden.

Hinweis: Die angegebenen Spannbreiten beziehen sich auf den unterschiedlichen Fortschritt des Netzausbaus (Variante A und B)

Netzanalyse – RD-Ergebnisse LA2030 Var. A

Übersicht über den Einsatz (Anzahl NNF) der Netzreserve

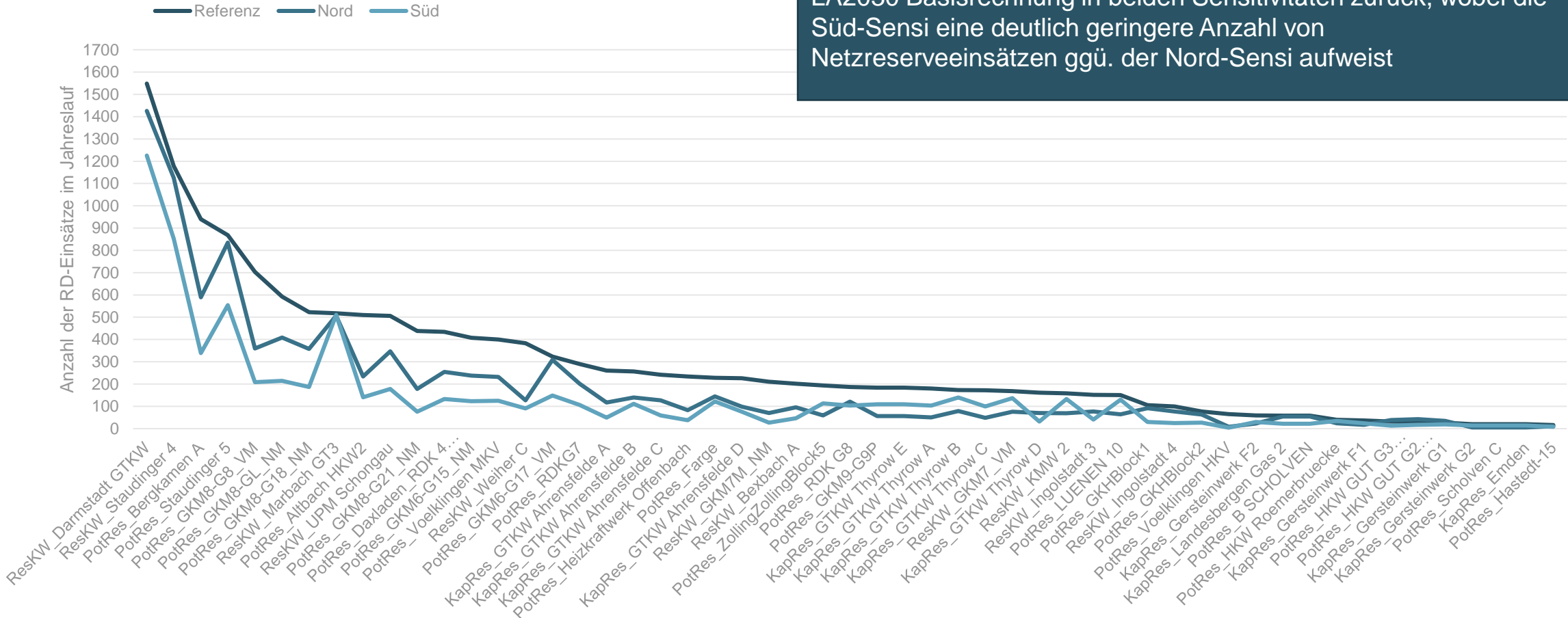
Der Einsatz der Netzreservekraftwerke geht im Vergleich zur LA2030 Basisrechnung in beiden Sensitivitäten zurück, wobei die Süd-Sensi eine deutlich geringere Anzahl von Netzreserveeinsätzen ggü. der Nord-Sensi aufweist



Netzanalyse – RD-Ergebnisse LA2030 Var. B

Übersicht über den Einsatz (Anzahl NNF) der Netzreserve

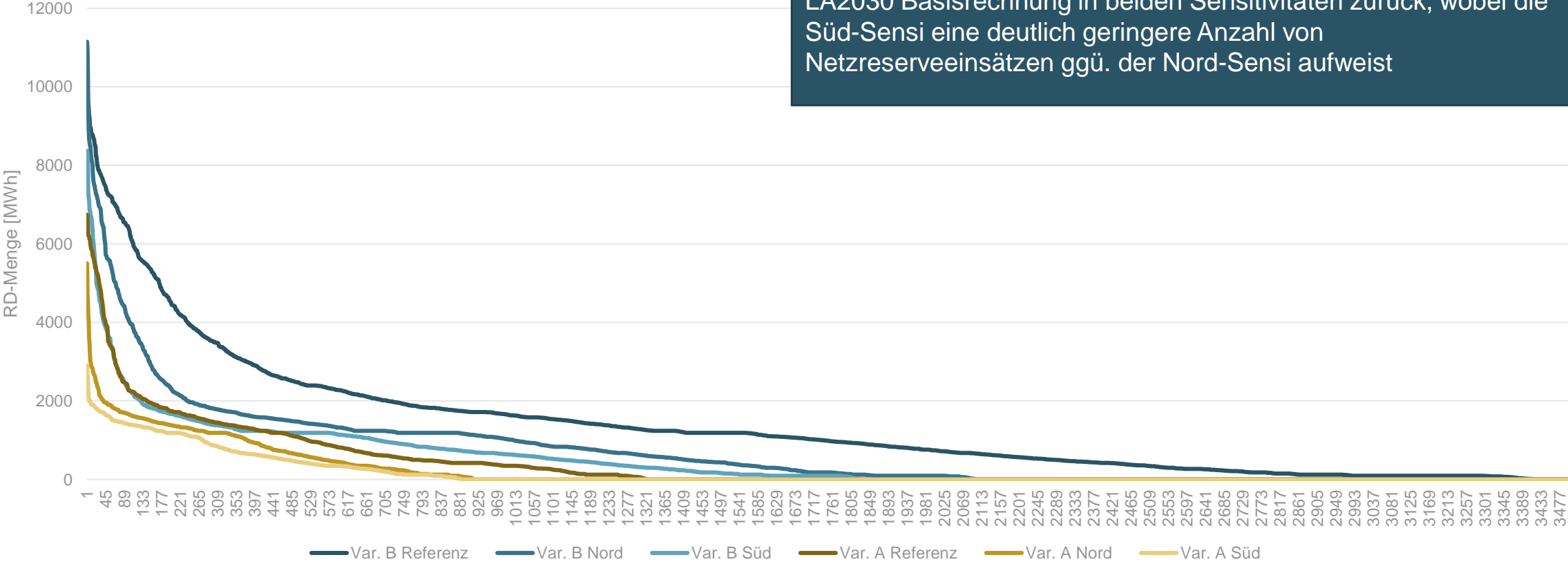
Der Einsatz der Netzreservekraftwerke geht im Vergleich zur LA2030 Basisrechnung in beiden Sensitivitäten zurück, wobei die Süd-Sensi eine deutlich geringere Anzahl von Netzreserveeinsätzen ggü. der Nord-Sensi aufweist



Netzanalyse – RD-Ergebnisse LA2030 Var. A & B

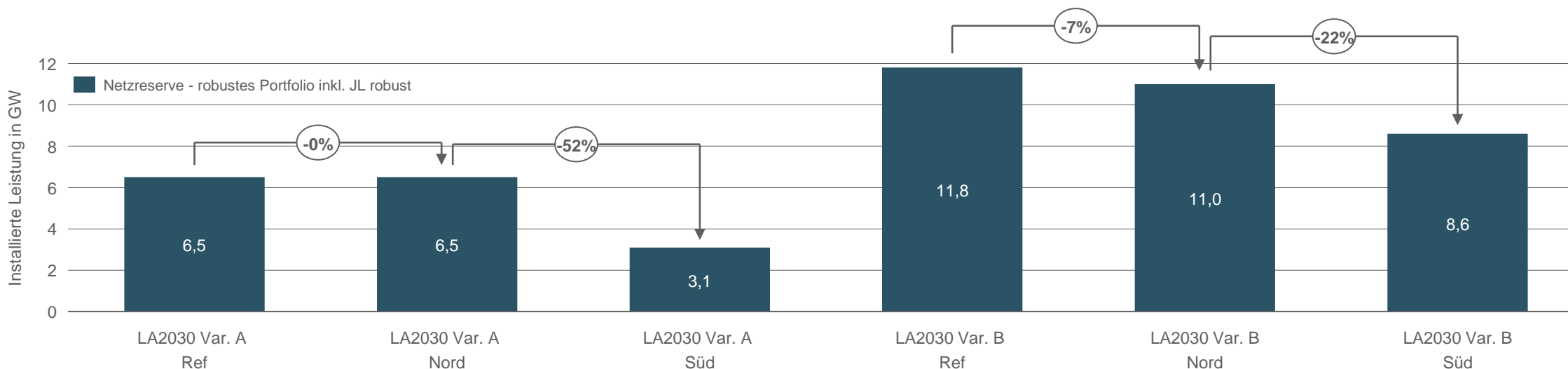
Übersicht über den Einsatz (MWh) der Netzreserve

Der Einsatz der Netzreservekraftwerke geht im Vergleich zur LA2030 Basisrechnung in beiden Sensitivitäten zurück, wobei die Süd-Sensi eine deutlich geringere Anzahl von Netzreserveeinsätzen ggü. der Nord-Sensi aufweist



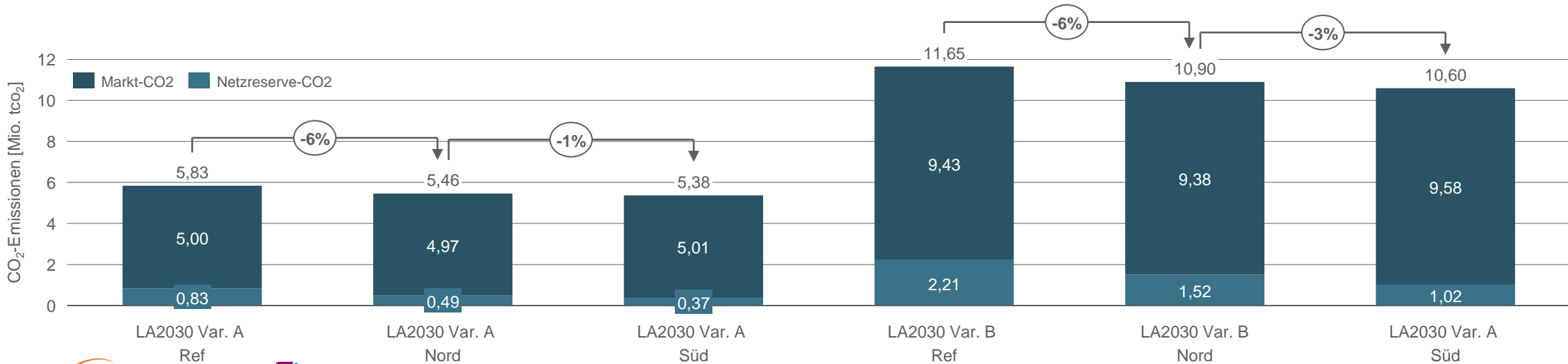
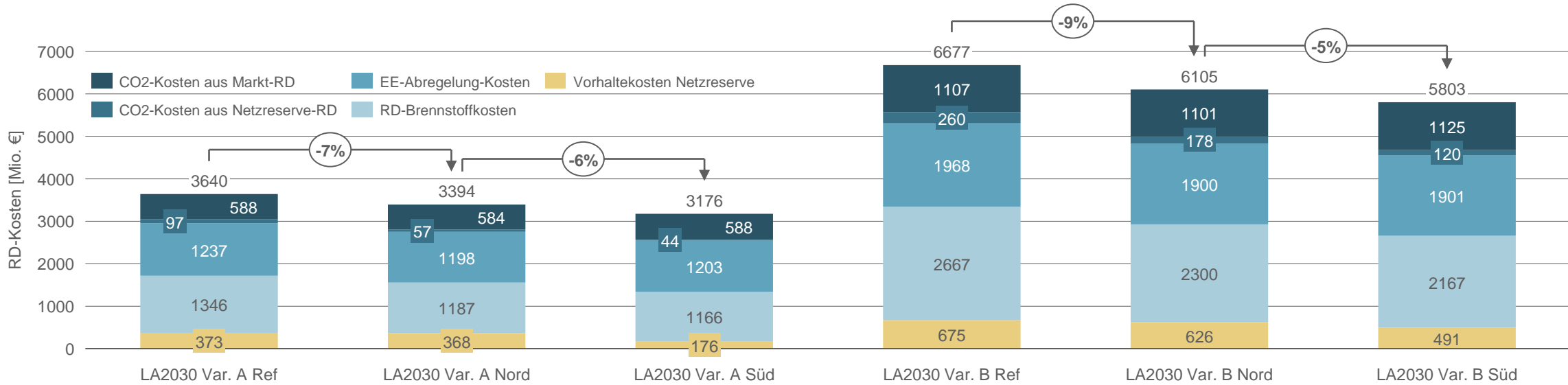
Netzanalyse - Robustheitsprüfung

Vollständig durchgeführte Robustheitsprüfung der potenziellen Netzreservekraftwerke mit dem gleichen Vorgehen wie in der LA2030



- Das vorzuhaltende Netzreserveportfolio kann bei südlicher Verortung der verschobenen 4 GW sowohl in Variante A als auch B signifikant reduziert werden. Es findet ein Abtausch alter Anlagen der Netzreserve durch neue Anlagen im Markt statt.
- Die Vorhaltekosten für die Netzreserve können reduziert werden.
- Hinweis: Aufgrund des knappen Zeitplans wurden mögliche Topologischen Maßnahmen nicht detailliert geprüft. Einzelne Maßnahmen könnten einen geringen Einfluss auf das Portfolio haben.

Redispatch-Kosten Übersicht

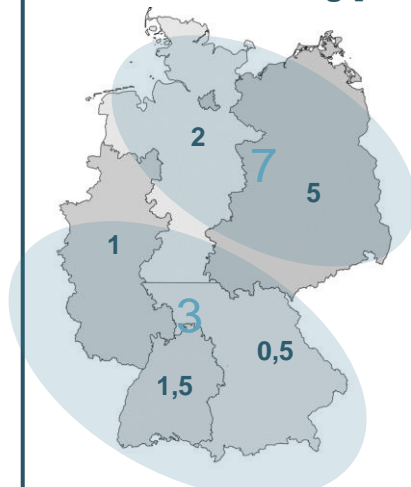


Variante A

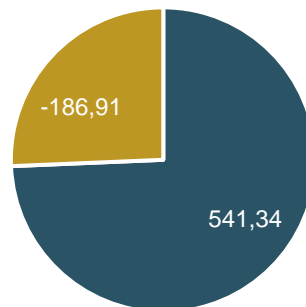
- Bei südlicher Verortung der verschobenen 4 GW Kraftwerksleistung können diese verstärkt zum positiven Redispatch beitragen
- Der negative Redispatch mit den nördlichen Kraftwerken nimmt bei südlicher Verortung ab, die südlichen Kraftwerke werden nahezu gar nicht zum negativen Redispatch herangezogen

Nord - Sensi

Installierte Leistung [GW]

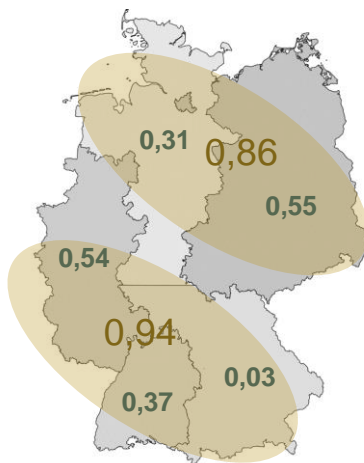


RD-Einsatz der verschobenen 4 GW

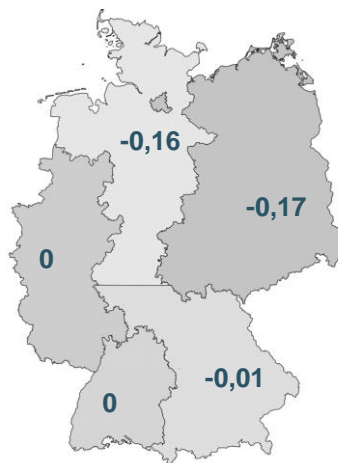


■ pos. RD (GWh) ■ neg. RD (GWh)

Positiver RD [TWh]



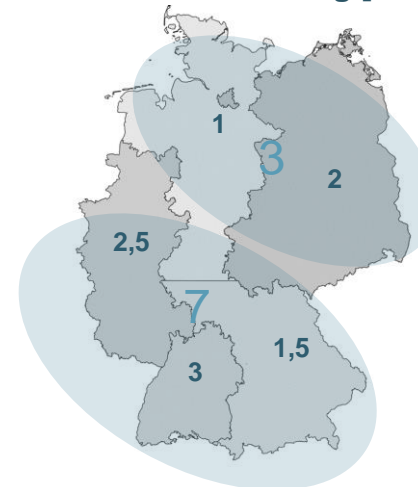
Negativer RD [TWh]



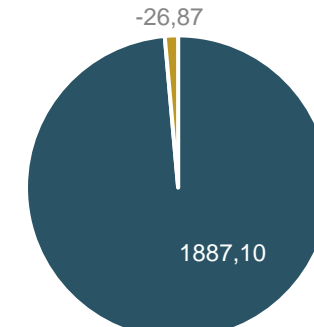
RD-Volumina der 10 GW KWS-Kraftwerke

Süd - Sensi

Installierte Leistung [GW]

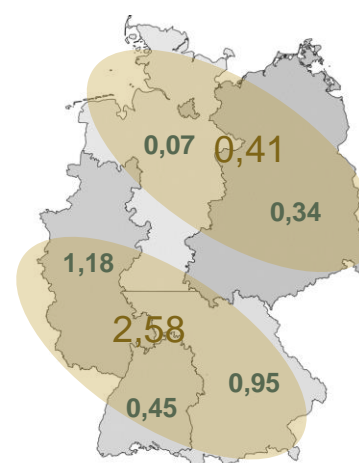


RD-Einsatz der verschobenen 4 GW

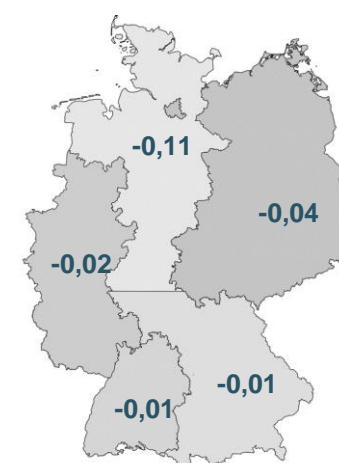


■ pos. RD (GWh) ■ neg. RD (GWh)

Positiver RD [TWh]



Negativer RD [TWh]



RD-Volumina der 10 GW KWS-Kraftwerke

Variante B

- Bei südlicher Verortung der verschobenen 4 GW Kraftwerksleistung können diese verstärkt zum positiven Redispatch beitragen

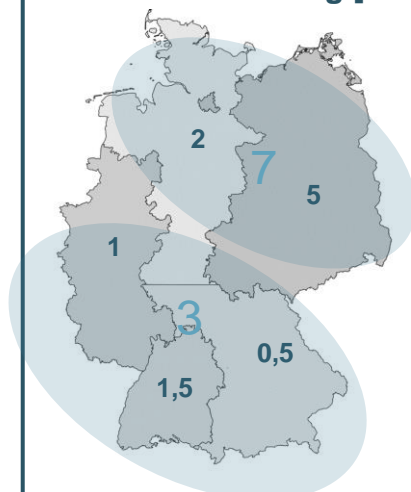
In Variante B ist dieser Effekt noch einmal verstärkt zu beobachten

- Der negative Redispatch mit den nördlichen Kraftwerken nimmt bei südlicher Verortung ab, die südlichen Kraftwerke werden nahezu gar nicht zum negativen Redispatch herangezogen

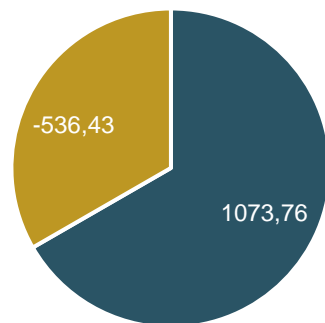
In Variante B ist dieser Effekt noch einmal verstärkt zu beobachten

Nord - Sensi

Installierte Leistung [GW]

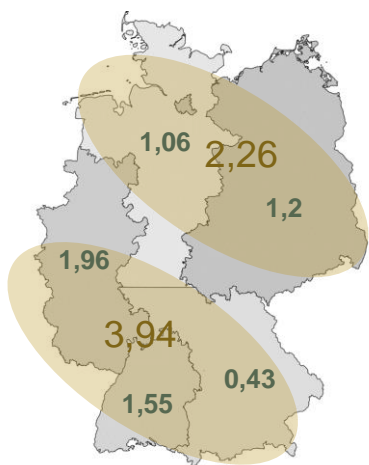


RD-Einsatz der verschobenen 4 GW

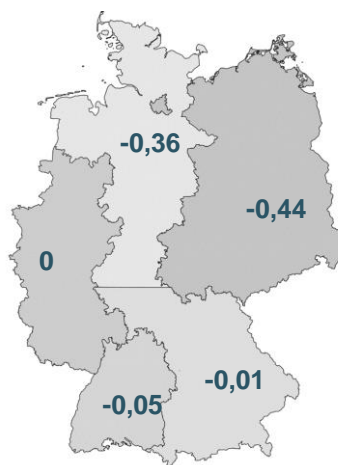


■ pos. RD (GWh) ■ neg. RD (GWh)

Positiver RD [TWh]



Negativer RD [TWh]



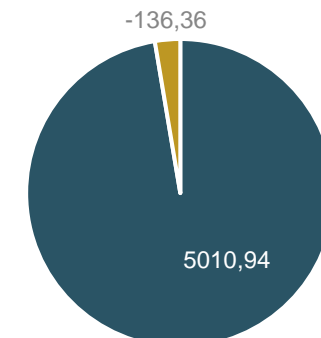
RD-Volumina der 10 GW KWS-Kraftwerke

Süd - Sensi

Installierte Leistung [GW]

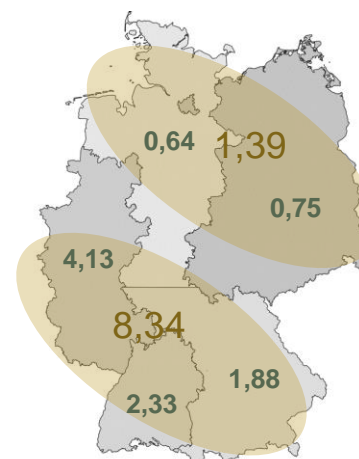


RD-Einsatz der verschobenen 4 GW

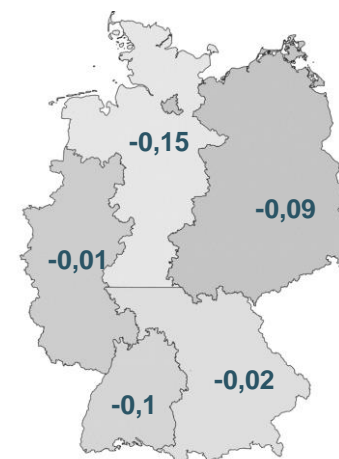


■ pos. RD (GWh) ■ neg. RD (GWh)

Positiver RD [TWh]

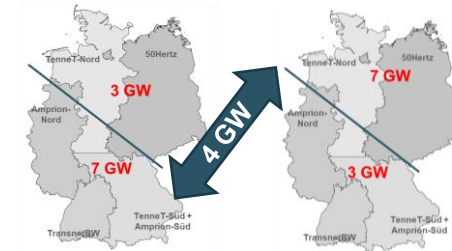


Negativer RD [TWh]

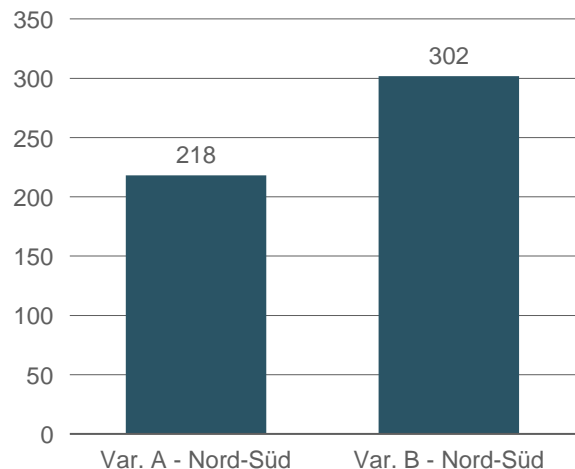


RD-Volumina der 10 GW KWS-Kraftwerke

Einordnung der Effekte der KW-Verortung: Reduktion von RD-Kosten & Vermeidung von CO₂-Emissionen



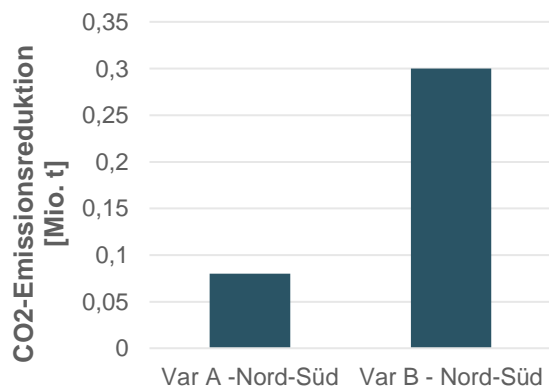
Kostensparnis Süd zu Nord [Mio. €]



Bei der Süd-Verortung werden im Vergleich zur Nord-Verortung in Abhängigkeit des Netzausbaufortschritts **RD-Kosten i.H.v. 218-302 Mio. €/a** eingespart
→ bezogen auf 4 GW verschobene Kapazität bedeutet diese eine **RD-Kostensparnis von 54,5 bis 75,5 Tsd. €/MW und Jahr**

Zum Vergleich:
Kapazitätzahlungen an ausländischen Kapazitätsmärkten i.d.R. ~20-40 Tsd. €/(MW*a)

CO₂-Reduktion Süd zu Nord



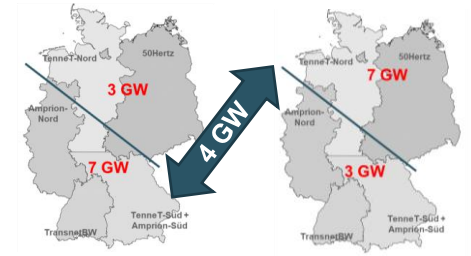
Die durch Redispatch verursachten **CO₂-Emissionen** werden durch die Verortung um **80-300 Tsd. t_{CO2}/a** reduziert
→ bezogen auf 4 GW verschobene Kapazität bedeutet dies eine **CO₂-Emissionseinsparung von 10-38 g/kWh**

Zum Vergleich:
spezifischer CO₂-Ausstoß bei der Verbrennung von Erdgas: 201 g/kWh

Die aus der Reduktion der RD-Kosten und der Vermeidung von CO₂-Emissionen resultierenden **negativen CO₂-Vermeidungskosten belaufen sich auf -2.725 bis -1.007 €/t_{CO2}** und unterstreichen den positiven Effekt der Süd-Verortung im Vergleich zur Nord-Verortung

Zum Vergleich:
CO₂-Zertifikatspreis im Szenario LA2030: 117,4 €/t_{CO2}

Exkurs: Negative CO₂-Vermeidungskosten



Was sind CO₂-Vermeidungskosten?

Effektive Kosten einer Maßnahme, die durch die Nutzung von Technologien mit geringerem CO₂-Ausstoß entstehen.

Was sind negative CO₂-Vermeidungskosten?

Wenn Technologien oder Maßnahmen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen negative CO₂-Vermeidungskosten haben, wird dies als Idealfall angesehen. Denn es bedeutet, dass die Kosten, die mit der Umsetzung dieser Maßnahmen verbunden sind, geringer ausfallen als die Einsparungen an CO₂-Emissionen, die sie erzielen. [1]

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Umfang der Analyse

2. Methodik

3. Marktsimulation

4. Netzanalysen

5. **Fazit**

Fazit

Durch die **zusätzlichen 10 GW Gas-Kraftwerke**

steigen die CO₂-Emissionen für die Stromerzeugung in Deutschland zwar an, **gesamteuropäisch sinken die CO₂-Emissionen um 0,6 – 2,1 Mio. t** jedoch durch die Verdrängung ineffizienterer Gas-Kraftwerke oder teurerer Kohlekraftwerke

steigen die Brennstoff- sowie CO₂-Kosten in Deutschland durch den Einsatz der zusätzlichen Gas-Kraftwerke an, die Kosten der virtuellen Reserve sinken. Die Systemkosten in Deutschland sinken bzw. steigen in Abhängigkeit des Fortschritts des Netzausbaus leicht. **Gesamteuropäisch sinken die marktseitigen Systemkosten um 4,4 - 4,9 Mrd. € (7-8 %)**

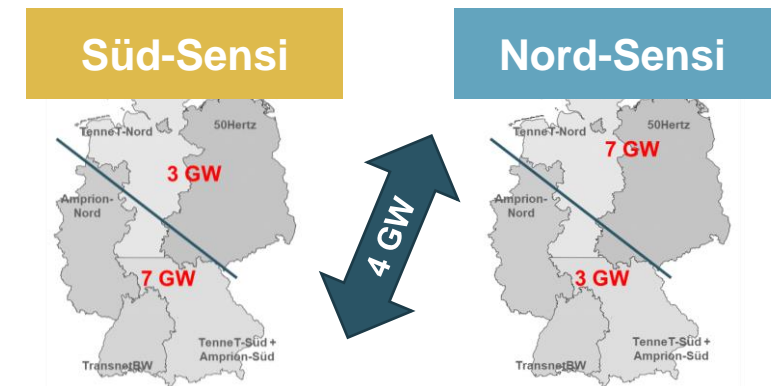
ggü. der Referenz ohne die Gas-Kraftwerke

Basierend auf der vorliegenden Analyse und dem Vergleich zwischen der Süd- und Nord-Sensitivität in denen 4 GW zwischen dem Nord-Osten und Süd-Westen Deutschlands verschoben wurden, werden folgende nationale Aussagen getroffen:

Durch eine **gezielte Verortung der Gas-Kraftwerke** (im Süd-Westen Deutschlands)

- sinkt der RD-Bedarf gesamt um **0,2-0,7 TWh (1,4-2,4%)**
- sinkt der Einsatz der Netzreserve um **0,2-0,8 TWh (25-32%)**
- sinken Redispatch-Kosten um **218-302 Mio. €/a**

ggü. der Verortung im Nord-Osten Deutschlands



Regionale Verortung von KWS-Kraftwerken reduziert Gesamtsystemkosten und spart CO₂ ein

Die Analysen der ÜNB zeigen positive Auswirkungen einer Verschiebung von 4 GW Kraftwerksleistung in den Süden auf den Strommarkt und den strombedingten Redispatch. Darüber hinausgehend sind positive Effekte für das Gesamtsystem zu erwarten:

Strommarkt

- Erhöhung des Erzeugungsangebots reduziert Kraftwerkseinsatzkosten und führt zu niedrigeren Preisen und gestärkter Resilienz
- Europaweite Reduktion der CO₂-Emissionen, die bei regionaler Verortung weiter zunimmt*

Engpassmanagement

- Reduktion von Redispatch-Volumen, -Einsatzkosten und -CO₂-Emissionen
- Erhöhung von Redispatch-Potentialen an netzdienlichen Orten, um das System weiterhin sicher betreiben zu können

Netzreservevorhaltung

- Potential zur Stilllegung von teuren, störungsanfälligen und CO₂-intensiven Kraftwerken
- Vermeidung des Aufwuchses des NR-Portfolios und dessen Kosten (Vorhaltekosten 2022 rund 400 Mio. €)

Spannungshaltung

- Bei Verortung an strategisch geeigneten Orten im Netz kommt es zu einer inhärenten Reduktion des Blindleistungsbedarfs
- Erhöhung des Blindleistungspotentials und damit eine stärkere Konkurrenz bei der marktlichen Beschaffung

Systemstabilität

- Stabilitätsanalysen zeigen, dass sich die angenommene Verortung positiv auf die Robustheit des Gesamtsystems auswirkt
- Rotierende Massen erbringen Momentanreserve inhärent, was Kosten für zukünftige marktgestützte Beschaffung reduziert

Netzwiederaufbau

- Sicherstellung der Fähigkeit für den Netzwiederaufbau in allen Regionen Deutschlands
- Potential für die Reduktion marktgestützter Beschaffungskosten für Schwarzstartfähigkeit ab 2028

Lokale Komponente innerhalb der KWS ist wichtig und eine 1/3- zu 2/3-Verteilung der Anlagen auf eine Nord- und Südregion erscheint sinnvoll

Einordnung weiterer marktlicher Aspekte und Mechanismen zur regionalen Steuerung

Sind lokale Anreize/Restriktionen innerhalb der KWS überhaupt nötig (mit Blick auf die uns vorliegenden Projektanfragen)?

Ja, eine lokale Komponente für die Ausschreibungen der 10 GW Neubau aus der KWS ist wichtig. Bestehende Projektanfragen führen nicht automatisch zu einer netzdienlichen Verteilung der bereits bis 2030 benötigten steuerbaren Kapazitäten.

Falls ja, welcher Mechanismus sollte hierfür gewählt werden (lokale Auktionen, Mengenvorgaben, Preisanreize, etc.)?

Direkte Mengensteuerung	Monetäre Anreize
<ul style="list-style-type: none"> • Z.B. 7 GW in „Süd-West-Region“ + 3 GW in „Nord-Ost-Region“ • Ggf. Kernanteile in verschiedenen Regionen • Ggf. räumliche Nähe zu bestehenden Standorten systemrelevanter Kraftwerke aus der Netzreserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte lokale Kapazitätsvergütung, z.B. Systemmarkt („Engpassmanagement-Modul“) • Bei Investition garantierte Vergütung der Netzdienlichkeit, z.B. „Neubau-Vorschuss“-Konzept • Anreize durch lokale, marktgestützte Beschaffung von SDL; Bonus für SDL-Erbringungspotenzial in einem Kapazitätsmarkt oder im Rahmen der Kraftwerksstrategie • Ableitung einer jährlichen Bonuszahlung (in €/MW) aus der Systemdienlichkeit in abgegrenzten Gebieten

Eine Mengensteuerung ist grundsätzlich wünschenswert, da die Wirkung planbar und sicher ist. Allerdings erschien eine genehmigungsrechtliche Bestätigung bisher fraglich. Bei Preisanreizen erscheint eine genehmigungsrechtliche Bestätigung wahrscheinlicher als bei Mengensteuerung.

Falls ja, nach welchen Kriterien soll eine Lokalisierung erfolgen (Zonendefinition, räumliche Nähe zu Standorten systemrelevanter Netzreserve-KW, etc.)?
Falls ein Zonenansatz gewählt würde, welche und wie viele Zonen (welche und wie viele Schnitte) sind sinnvoll?

Zwei Zonen (Süd-West- und Nord-Ost-Region) sind besser als keine. Die ÜNB haben eine Tendenz zu „früherem Ansatz“ mit 5 Zonen (Regelzonen; TTG-Zone in Nord/Süd getrennt).

Kontaktfolie

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de