



Langfristanalyse 2030 (V2022) Executive Summary

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

Übersicht der Langfristanalyse

I. Teil I: Markt- und Netzanalyse

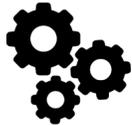
II. Teil II: Stabilitätsanalyse

III. Aussagen zum Kohleausstieg

Die Studie im Überblick



Ziel: Beurteilung unter welchen Bedingungen ein sicherer Netzbetrieb bei einem beschleunigten Kohleausstieg 2030 möglich ist



Methode: Entspricht der Methode der Bedarfsanalyse für die Markt- und Netzanalyse

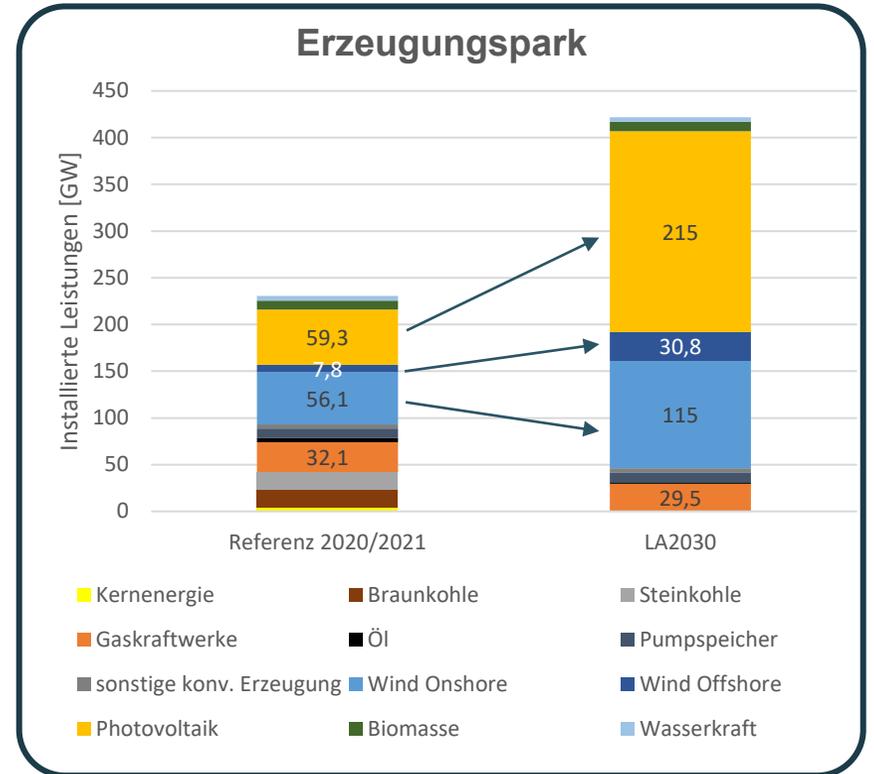


Bestandteile:

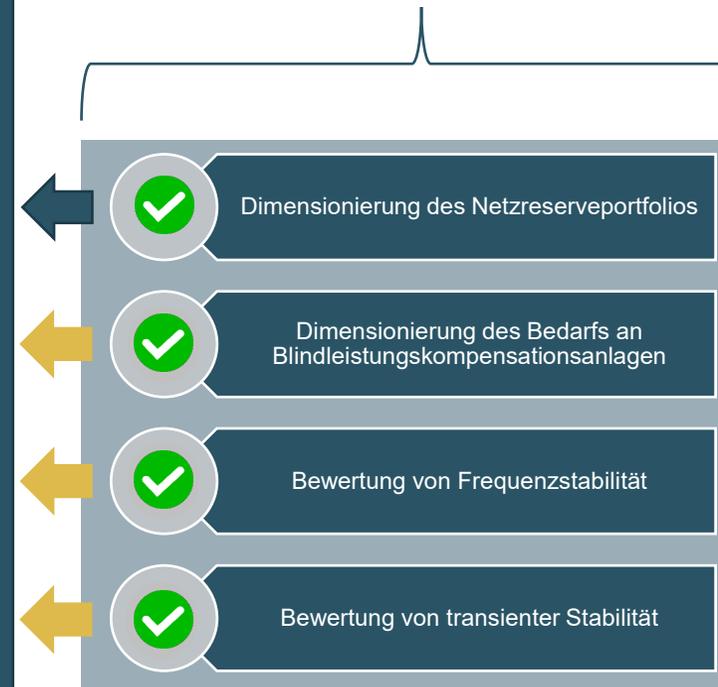
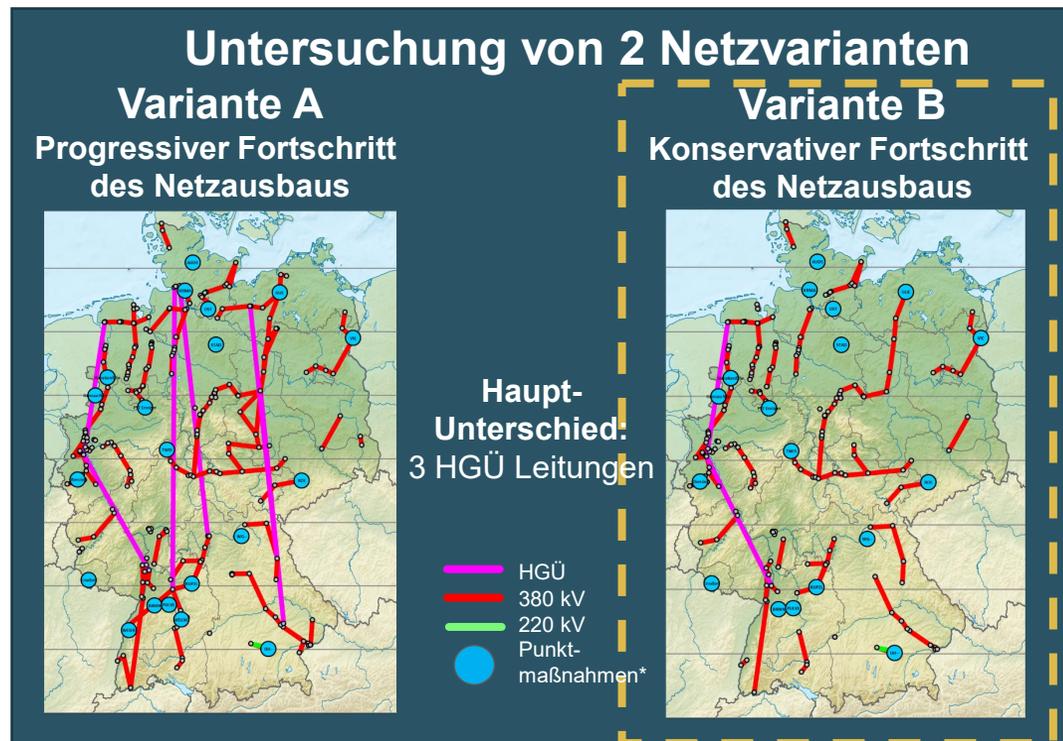
- Szenario
 - Marktanalyse
 - Netzanalyse
- } Teil I
- Stabilitätsanalyse bestehend aus
 - Dimensionierung des Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen
 - Bewertung von Frequenzstabilität
 - Bewertung von transienter Stabilität
- } Teil II

Verbrauch(er)

<p>Bruttostromverbrauch</p> <p> 750 TWh (Heute: 533 TWh)</p>	<p>Hauptanteil der Steigerung:</p> <ul style="list-style-type: none"> Elektrromobilität: 77 TWh Wärmepumpen: 54 TWh Elektrolyseure: 42 TWh
--	---



Ablauf und Untersuchungsgegenstand der Studie



*nur wirklastflusssteuernde Maßnahmen

Hinweis: Nicht Gegenstand der Untersuchung ist der kurative Einsatz der Betriebsmittel (PST, HGÜ, etc.)

Teil I: Markt- und Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Marktanalyse

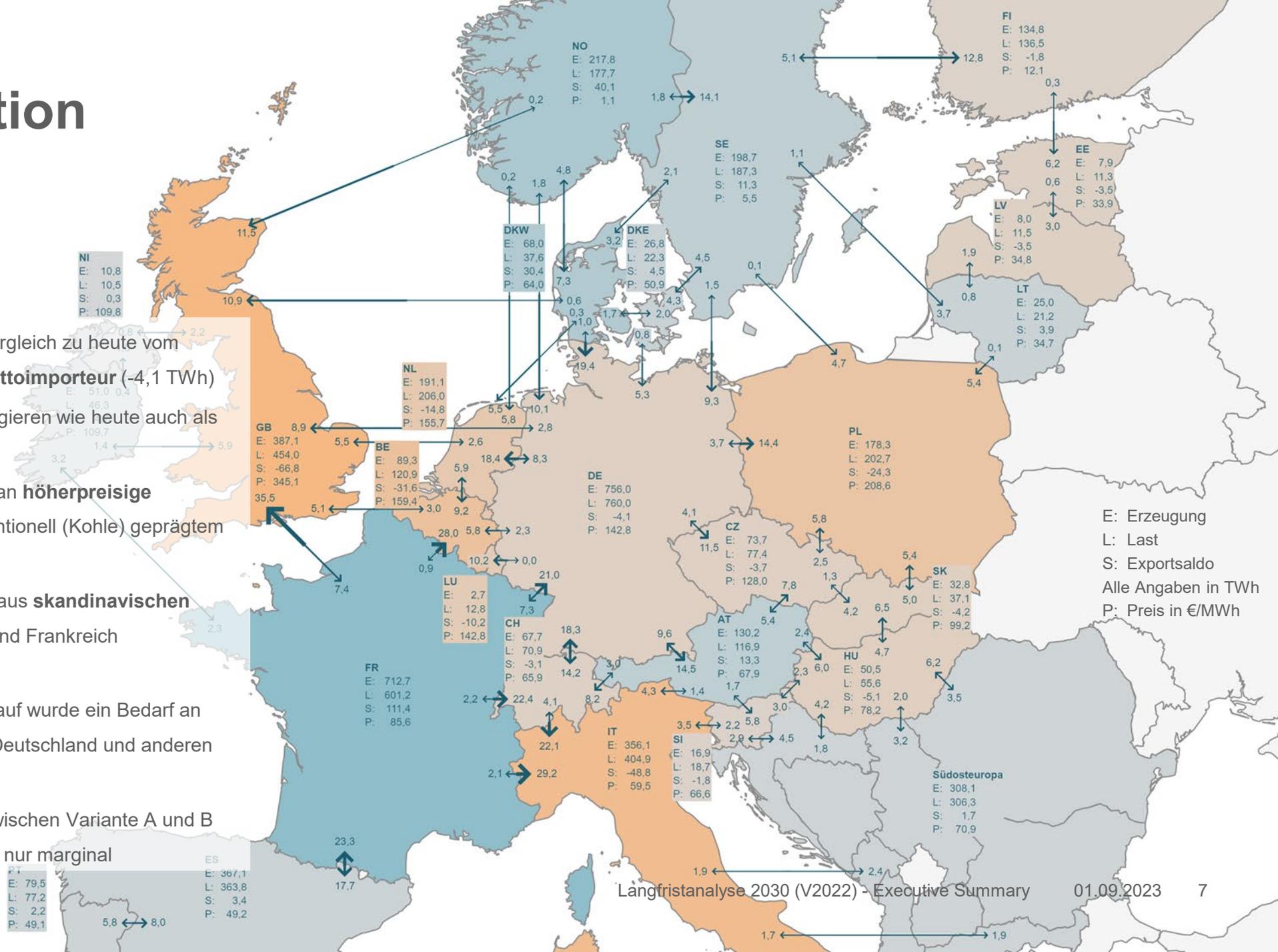
I.2. Netzanalyse

I.3. Fazit Netzanalyse

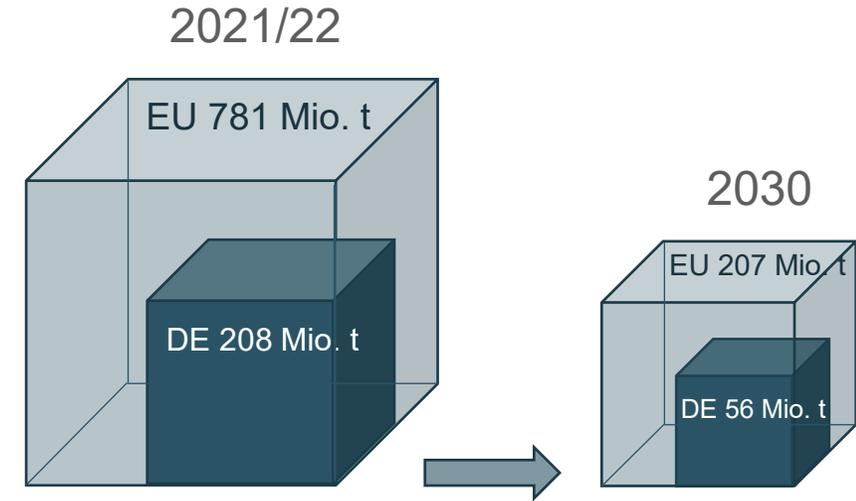
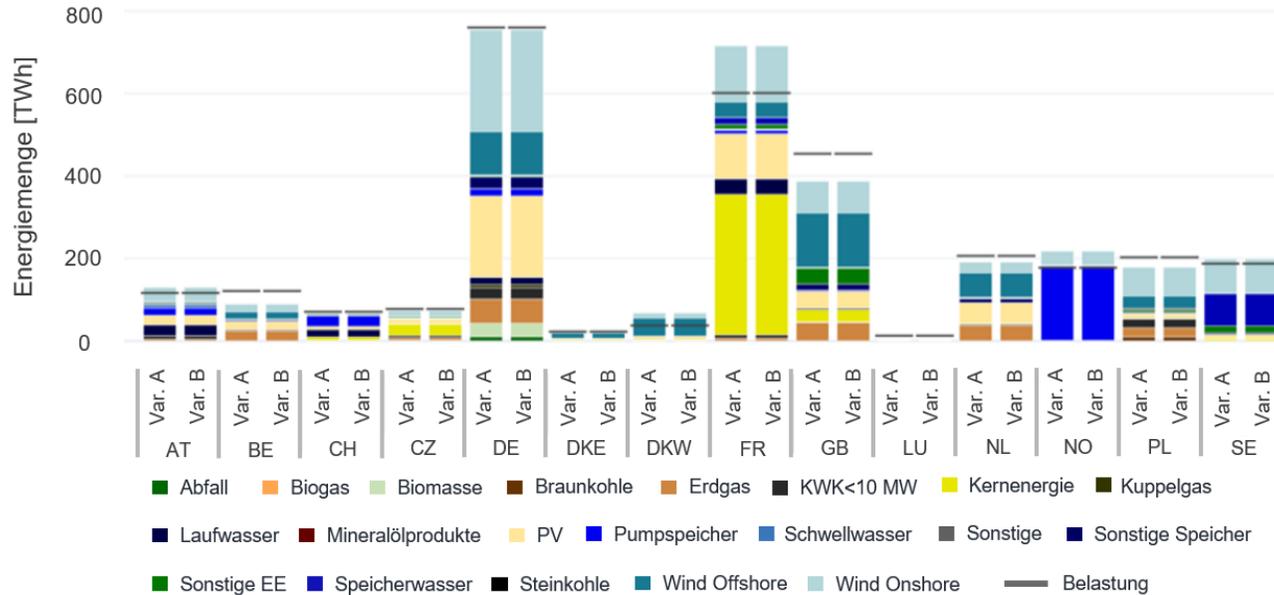
Handelssituation

Jahreslauf Variante A

- **Deutschland** entwickelt sich im Vergleich zu heute vom Nettoexporteur (+2,6 TWh) zum **Nettoimporteur** (-4,1 TWh)
- **Frankreich und Skandinavien** fungieren wie heute auch als **Hauptexporteure** in Europa
- **Deutschland exportiert** vermehrt an **höherpreisige Nachbarländer** mit vormals konventionell (Kohle) geprägtem KW-Park (PL, CZ, BeNeLux)
- **Deutschland importiert** vermehrt aus **skandinavischen Ländern** (Wind und Wasserkraft) und Frankreich (Kernenergie)
- In vereinzelt Stunden im Jahreslauf wurde ein Bedarf an zusätzlicher Kraftwerksleistung in Deutschland und anderen europäischen Ländern identifiziert
- Der Fortschritt des Netzausbaus zwischen Variante A und B beeinflusst das Handelsgeschehen nur marginal



Energiemix und CO₂-Einsparung durch Ausbau von EE



- Der europäische Erzeugungsmix zeigt kaum sichtbare Unterschiede zwischen beiden Varianten
- Der französische Erzeugungsmix wird weiterhin von Kernenergie dominiert (ca. 48 %)
- Der deutsche Erzeugungsmix ist von Wind und PV geprägt

- Insgesamt ist ein deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen im Stromsektor erkennbar
- Deutschland trägt weiterhin mit einem Viertel zu den CO₂-Emissionen in Europa bei

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Marktanalyse

I.2. **Netzanalyse**

I.3. Fazit Netzanalyse

Fortschritt des Netzausbaus bestimmt Redispatchbedarf

- Das Redispatch-Volumen im Jahreslauf ist bei konservativem Netzausbau (30,3 TWh) doppelt so hoch wie mit progressivem Netzausbau (15,5 TWh)

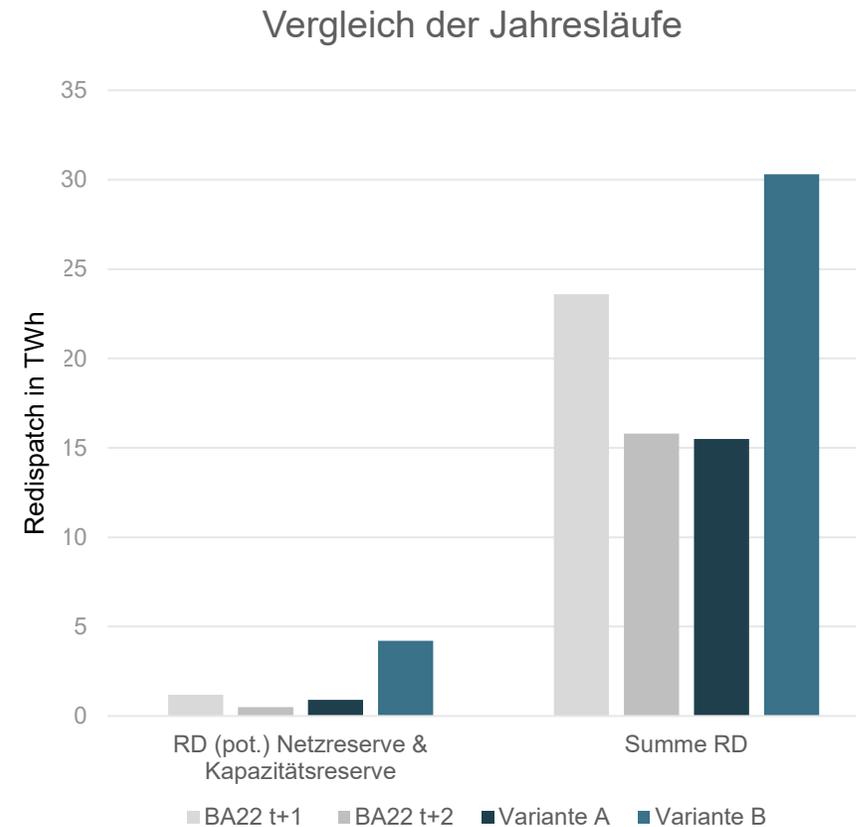
Analysen	BA22 t+1	BA22 t+2	LA2030	LA2030
Netzausbau-Variante	-	-	A	B
Betrachtungsjahr	2022/23	2023/24	2030/31	2030/31
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,4	7,5	4,8	13,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,9	4,4	6,6	9,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,4	0,4	1,9	2,7
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	1,4	3,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	10,9	3,4	0,9	2,0
Neg. RD im Ausland	0,01	0,08	0,01	0,01
Summe negativer RD¹	23,6	15,8	15,5	30,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	22,0	14,8	10,3	21,4
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,19	0,5	0,9	4,3
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	0,07	0,2
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	-	-	0,0	0,0
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	0,5	0,6	4,2	4,3
Pos. RD im Ausland	0,01	0,01	0,03	0,07
Summe positiver RD¹	23,6	15,8	15,5	30,3

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Enthält auch reduzierte Pumpleistung

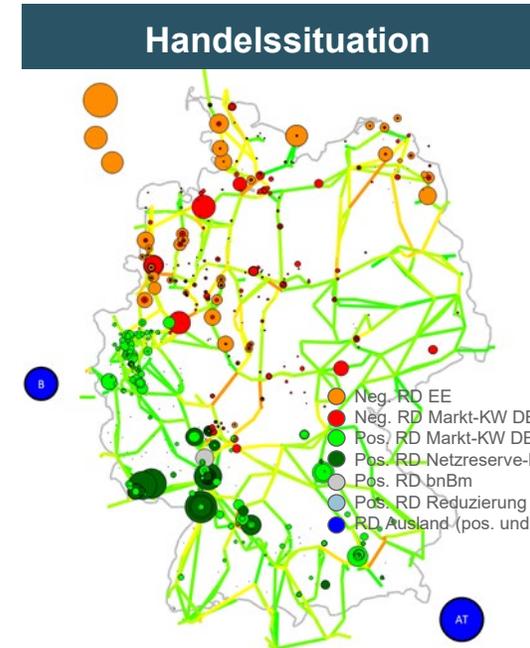
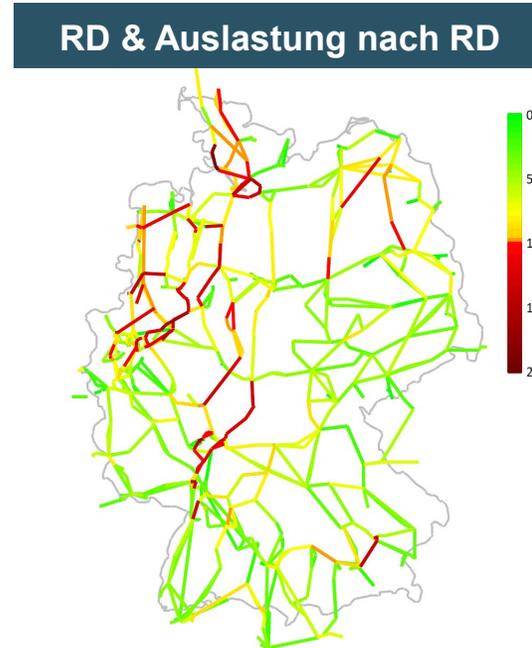
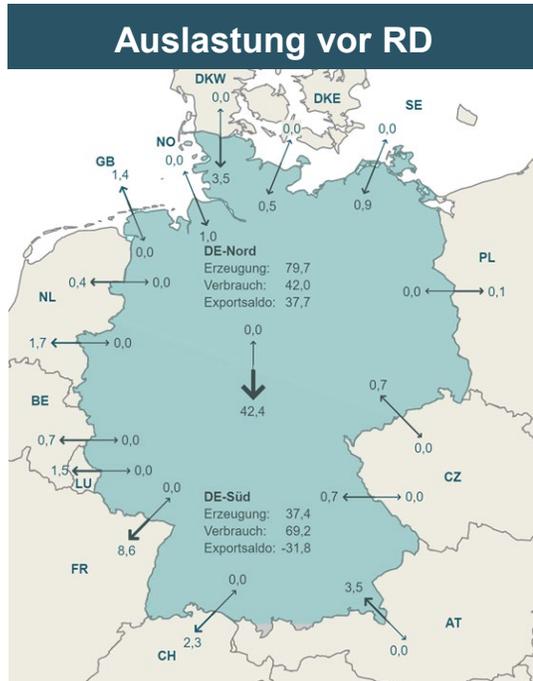
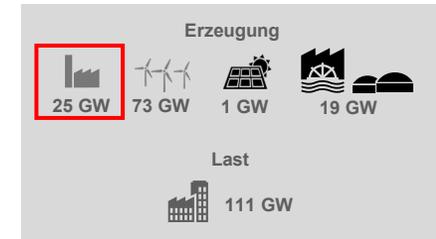
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)



Variante A / kritischster Fall (NNF 249)

Kritikalität aufgrund der Lage der Engpässe und wenig verfügbarem RD-Potential aus Marktkraftwerken



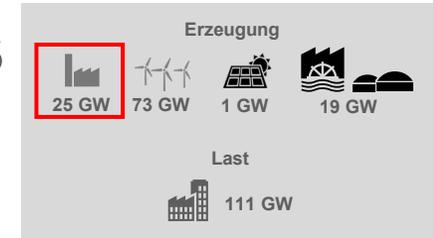
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD¹	14,7
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	5,3
Pos. RD Netzreserve in DE³	5,8
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	1,0
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,3
Pos. RD in AT ($P_{max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8
Summe positiver RD¹	14,7

- Stunde 249 zeichnet sich durch mittlere Windeinspeisung bei hoher Last aus und bedingt damit einen hohen Einsatz von Marktkraftwerken
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,8 GW und zusätzlich 0,8 GW Redispatchbedarf im Ausland (BE)

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

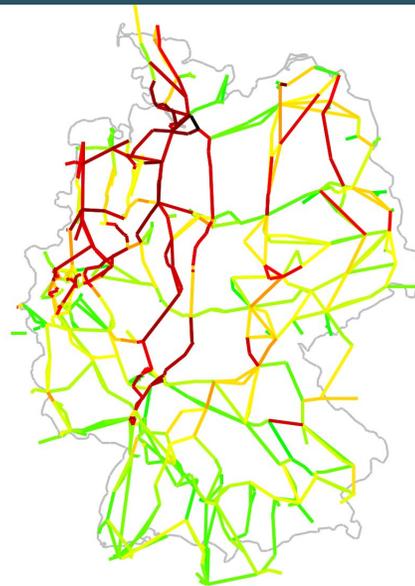
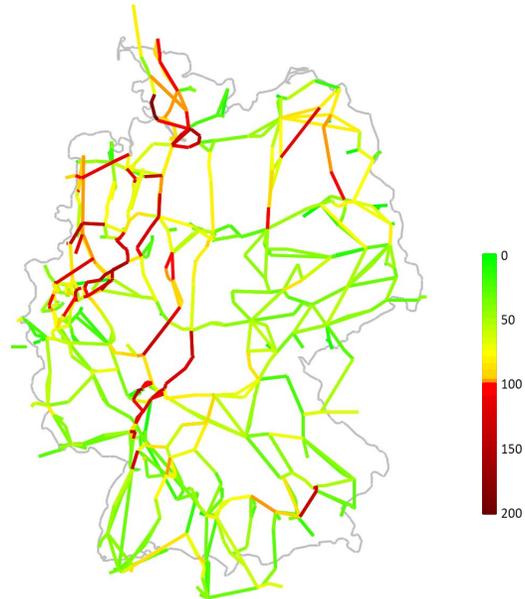
Kritische Situation trotz moderatem Nord-Süd-Fluss

Vergleich Variante A & B – NNF 249



Variante A

Variante B

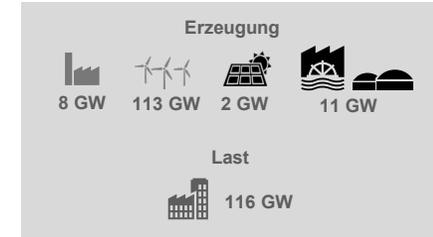


	Var. A	Var. B
	GW	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,0	6,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2	8,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,4	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	14,7	19,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	5,3	6,6
Pos. RD Netzreserve in DE³	5,8	7,6
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	1,0	1,7
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,3	0,3
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8	1,7
Summe positiver RD¹	14,7	19,4

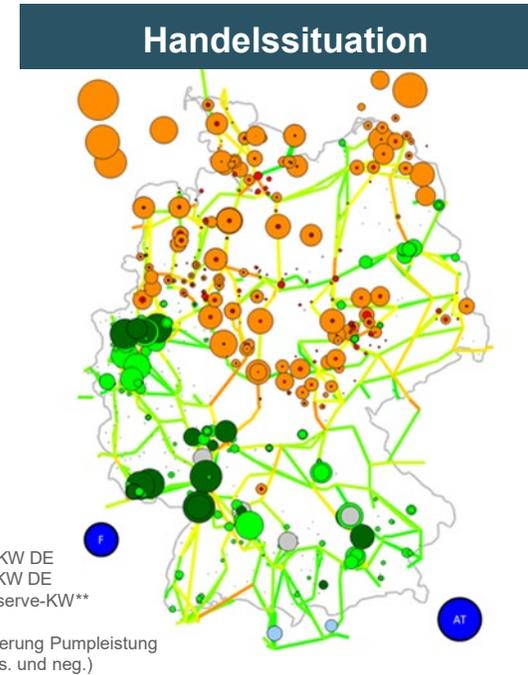
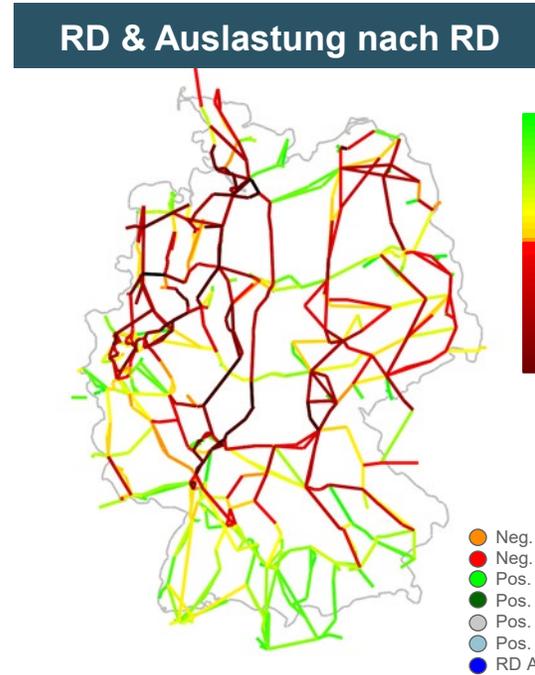
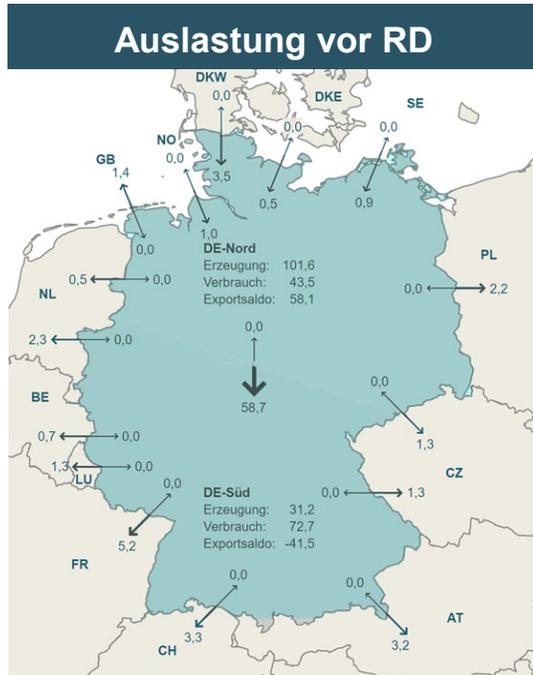
¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

- Stunde 249 zeichnet sich durch mittlere Windeinspeisung bei hoher Last aus und bedingt damit einen hohen Einsatz von Marktkraftwerken
- Aufgrund der Lage der Engpässe ist die verbleibende Netzreserve nicht wirksam, wodurch sich der Redispatch ins Ausland verlagert
- Diese Stunde ist in beiden Varianten dimensionierend für das benötigte positive Redispatchpotential im Ausland
- In Variante A ist diese Stunde ebenfalls dimensionierend für den Netzreservebedarf

Variante B / höchster Netzreserveeinsatz (NNF 273)



Kritikalität aufgrund des hohen Redispatch-Volumens (Starkwind/Starklast)

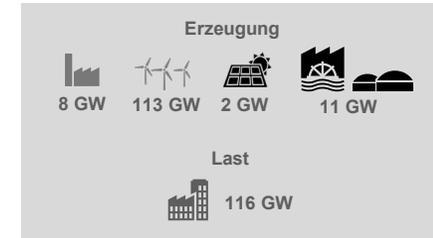


	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	22,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	9,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD¹	34,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	19,7
Pos. RD Netzreserve in DE³	10,7
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	1,2
Pos. RD in AT ($P_{max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9
Summe positiver RD¹	34,5

- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation
- Aufgrund des hohen Redispatchbedarfs durch die Nord-Süd-Transite reicht das Redispatchpotential der Marktkraftwerke nicht aus → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 10,7 GW und zusätzlich 0,9 GW Redispatchbedarf im Ausland.

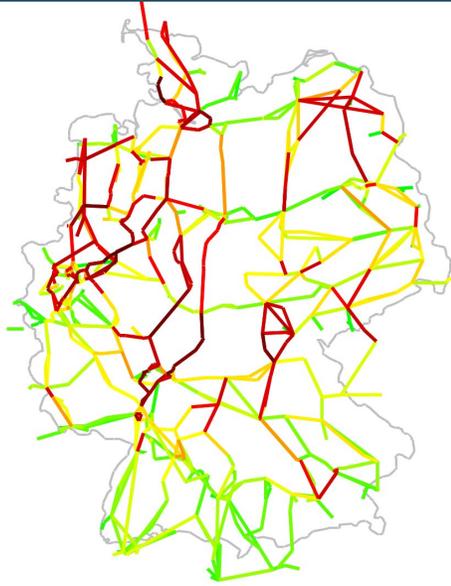
¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Deutlicher Effekt des Fortschritts des Netzausbaus

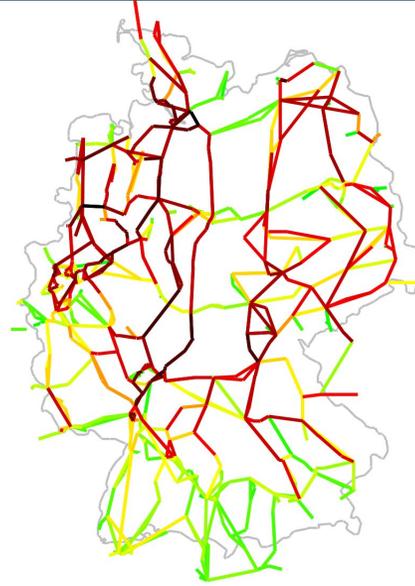


Vergleich Variante A & B – NNF 273

Variante A



Variante B



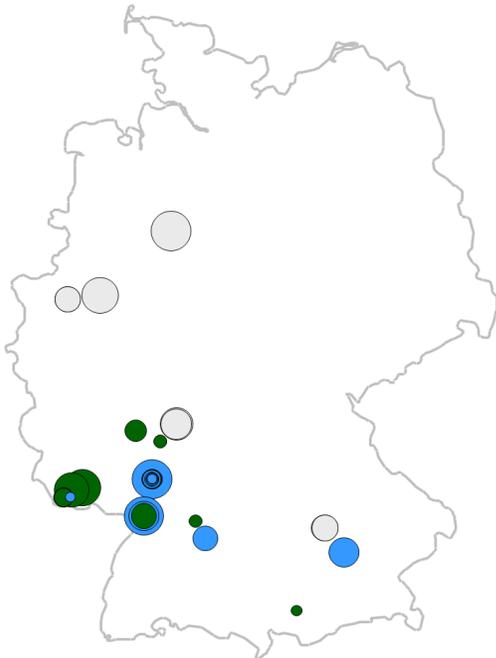
	Var. A	Var. B
	GW	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	13,6	22,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	5,1	9,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,4	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,2	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	21,3	34,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	14,8	19,7
Pos. RD Netzreserve in DE ³	4,5	10,7
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	0,6	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,0	1,2
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,4	1,5
Pos. RD im Ausland	0,0	0,9
Summe positiver RD¹	21,3	34,5

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

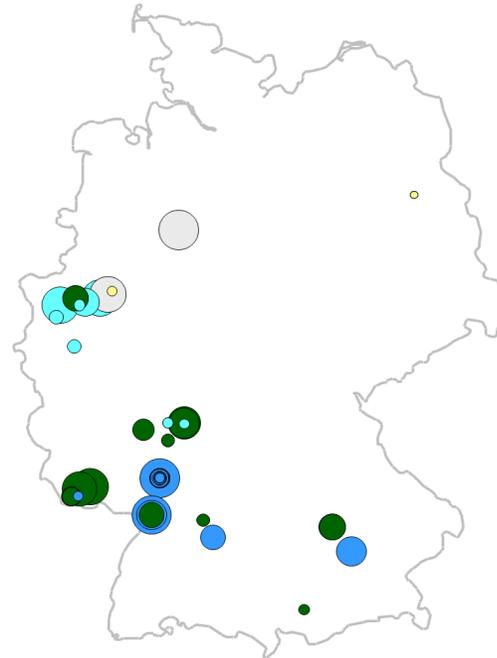
- Stunde 273 zeichnet sich durch eine sehr hohe Windeinspeisung, sehr hohe Last und den geringen Einsatz von Marktkraftwerken aus
- Bei konservativem Fortschritt des Netzausbaus dimensioniert diese Stunde den Netzreserveeinsatz, bei progressivem Ansatz jedoch nicht
- Der Fortschritt des Netzausbaus überbrückt die starken Nord-Süd Engpässe und senkt den Redispatchbedarf um rund 13 GW. Dadurch können rund 14 GW mehr Winderzeugung integriert werden. Durch den geringeren Redispatchbedarf sinkt zudem der Einsatz der Netzreserve um 6 GW, der Redispatch im Ausland wird nicht mehr benötigt.

Netzreserve-Portfolio von Variante A und B im Vergleich

Variante A



Variante B



- Netzreserve Bestand
- Netzreserve aus Kraftwerken, die zukünftig stillgelegt werden (Variante A & B)
- Netzreserve aus Kraftwerken, die zukünftig stillgelegt werden (Variante B)
- Kapazitätsreserve Bestand
- Nicht mehr benötigte Netzreserve Bestand

- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig stillgelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)*) zusammen.
- Aufgrund des Alters der Anlagen ist deren Einsatz in 2030 kritisch zu bewerten
- Die in Variante B zusätzlich benötigten Kraftwerke im Mittleren-Westen kommen durch den Netzreservebedarf in Stunde 273 zustande. In Variante A werden diese Kraftwerke nicht benötigt, da die Engpässe durch Redispatch mit Marktkraftwerken bereits behoben werden können
- Hinweis: Das hier dargestellte Netzreserveportfolio reicht in einzelnen Stunden nicht aus und ein Bedarf im Ausland wird gesehen

*32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B) der heutigen Netzreservekraftwerke wird bezogen auf die in 2030 benötigten Leistung

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Marktanalyse

I.2. Netzanalyse

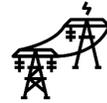
I.3. Fazit Netzanalyse

Fazit der Netzanalyse (1/2)



Markt

- DE wird übers Jahr betrachtet zum Nettoimporteur
- Frankreich und Skandinavien fungieren als Hauptexporteure in Europa
- In vereinzelt Stunden wurde ein Bedarf an zusätzlicher Kraftwerksleistung in Deutschland und anderen europäischen Ländern identifiziert
- Deutschland reduziert seine CO₂-Emissionen im Stromsektor um ca. 70%, bleibt jedoch im direkten europäischen Vergleich der größte Emittent



Redispatch

- Der Redispatch im Jahreslauf ist stark abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus - bei konservativem Fortschritt (30,3 TWh) ist er doppelt so hoch wie bei progressivem Fortschritt (15,5 TWh)
- Auch der maximale Auslandsredispatch in der Grenzsituation ist bei konservativem Fortschritt (1,7 GW) ca. doppelt so hoch wie bei progressivem Fortschritt (0,8 GW)
- bnBms und RD 2.0-Potenziale liefern in kritischen Stunden einen signifikanten Beitrag zum Redispatch in DE
- Der progressive Fortschritt des Netzausbaus ermöglicht mehr EE-Integration (11,7 TWh weniger abgeregelt)



Netzreserveportfolio

- Das Netzreserveportfolio ist stark abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus – bei konservativem Ansatz (11 GW) ist der Bedarf ca. doppelt so hoch wie bei progressivem Ansatz (6 GW)
- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig stillgelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)) zusammen.
- Die Berücksichtigung einer Nichtverfügbarkeit der Netzreserve führt zu einer Verlagerung des Redispatches ins Ausland

Fazit der Netzanalyse (2/2)

- Der Vergleich der kritischen Situationen der Bedarfsanalyse 2022 (t+1) und Langfristanalyse 2030 (Variante B) zeigt ca. eine Verdopplung des maximalen Redispatchbedarfs von 18 GW auf 34 GW.
- Unter Annahme des progressiven Fortschritts des Netzausbaus kann der Netzreservebedarf gegenüber heute (7 GW) leicht reduziert werden auf 6 GW. Bei konservativem Fortschritt des Netzausbaus erhöht sich der Netzreservebedarf auf 11 GW.
- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig still gelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)*) zusammen. Aufgrund des Alters der Anlagen ist deren Einsatz in 2030 kritisch zu bewerten.
- In einigen Stunden reicht dieses deutsche Netzreserveportfolio nicht aus um die Engpässe in Deutschland zu bewirtschaften woraus sich ein Redispatchbedarf im Ausland von 1,7 GW ergibt. Im Vergleich zur Bedarfsanalyse 2022 (t+1) bedeutet dies einen Anstieg um 0,3 GW.
- Durch den progressiven Fortschritt des Netzausbaus wird mehr EE-Integration ermöglicht (12 TWh weniger EE-Abregelung).
- Aus diesen Gründen ist es wichtig, dass ein schneller Netzausbau z.B. durch vereinfachte Genehmigungsverfahren unterstützt wird.
- Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten sollte sich das Netzreserveportfolio am Netzreservebedarf des konservativen Fortschritts des Netzausbaus orientieren.

*32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B) der heutigen Netzreservekraftwerke wird bezogen auf die in 2030 benötigte Leistung

Teil II: Stabilitätsanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit Stabilitätsanalyse

Ziel der Stabilitätsanalysen der Langfristanalyse 2030

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Während im Rahmen der stationären Untersuchungen geprüft wird, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist, wird bei den Analysen zur Systemstabilität das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht.

Ziel der Stabilitätsanalysen der LA 2030 ist es, für das auf Basis stationärer Analysen ermittelte Ausbaunetz des deutschen Übertragungsnetzes Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) als notwendige Begleitmaßnahmen zu ermitteln und die Deckung dieser Bedarfe aufzuzeigen. Darauf aufbauend wird die transiente Stabilität als wichtiger Indikator für die Betreibbarkeit des Ausbaunetzes analysiert. Zusätzlich werden Risiken für einen Stabilitätsverlust ermittelt sowie Lösungsansätze entwickelt.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. **Bewertung von Spannungsstabilität**

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit Stabilitätsanalyse

Blindleistungsanalyse

Bilanzielle Blindleistungsungleichgewichte aller Netzregionen werden durch Verrechnung der Bedarfe mit den angenommenen Potentialen untersucht

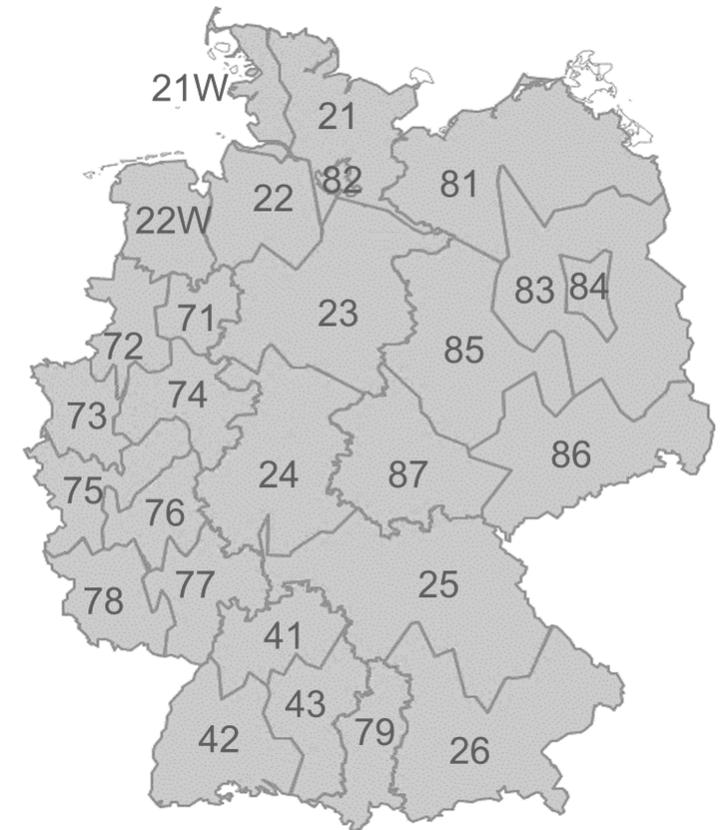
Die Untersuchungen umfassen:

- Prognose der vertikalen Blindleistungsbedarfe (Q-Prognose)
- Berücksichtigung der Blindleistungspotentiale in den Verteilungsnetzen (VN-Potentiale)
- Ermittlung des stundenscharfen stationären und regelbaren Bedarfs sowie der möglichen Deckung durch verfügbare Potentiale

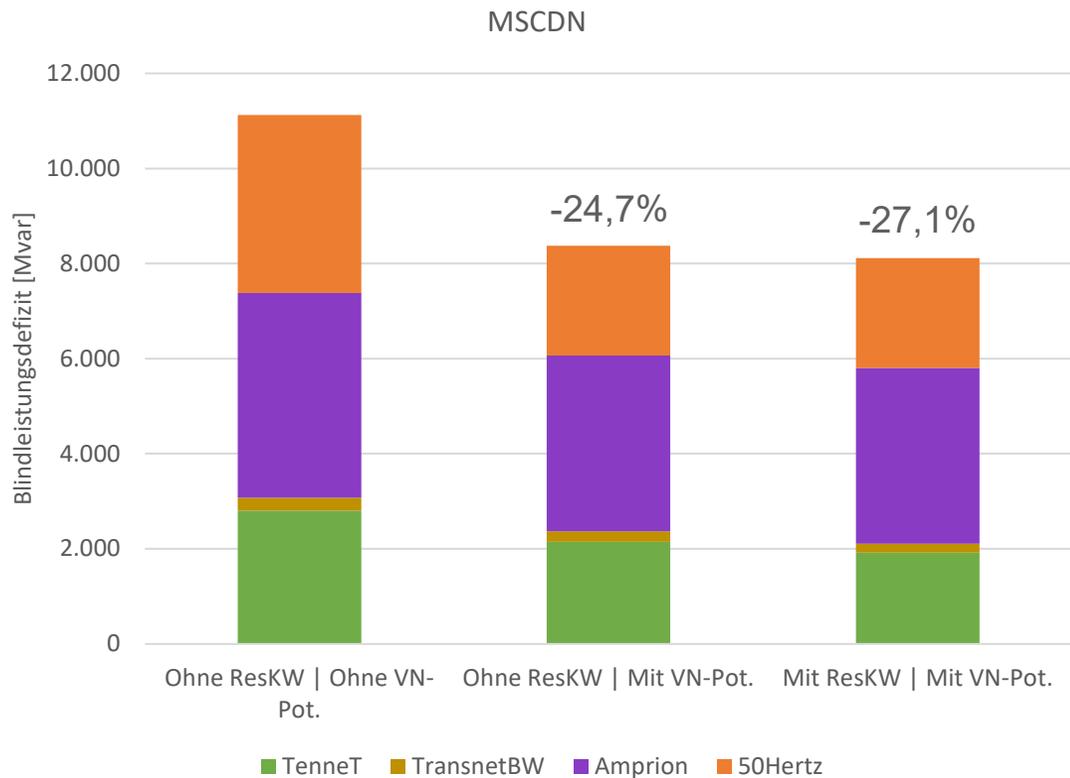
Ziel ist die Ausweisung von zusätzlichen Blindleistungs-Kompensationsanlagen in 2030 auf dem Transformationspfad Richtung NEP-Horizont 2037

Auf Basis eines konservativem Netzausbaus (Variante B) werden bei einem Blindleistungsdefizit von ca. **27 Gvar** folgende Anlage zusätzlich erforderlich:

13 MSCDN, 22 Drosseln und 31 regelbare Anlagen

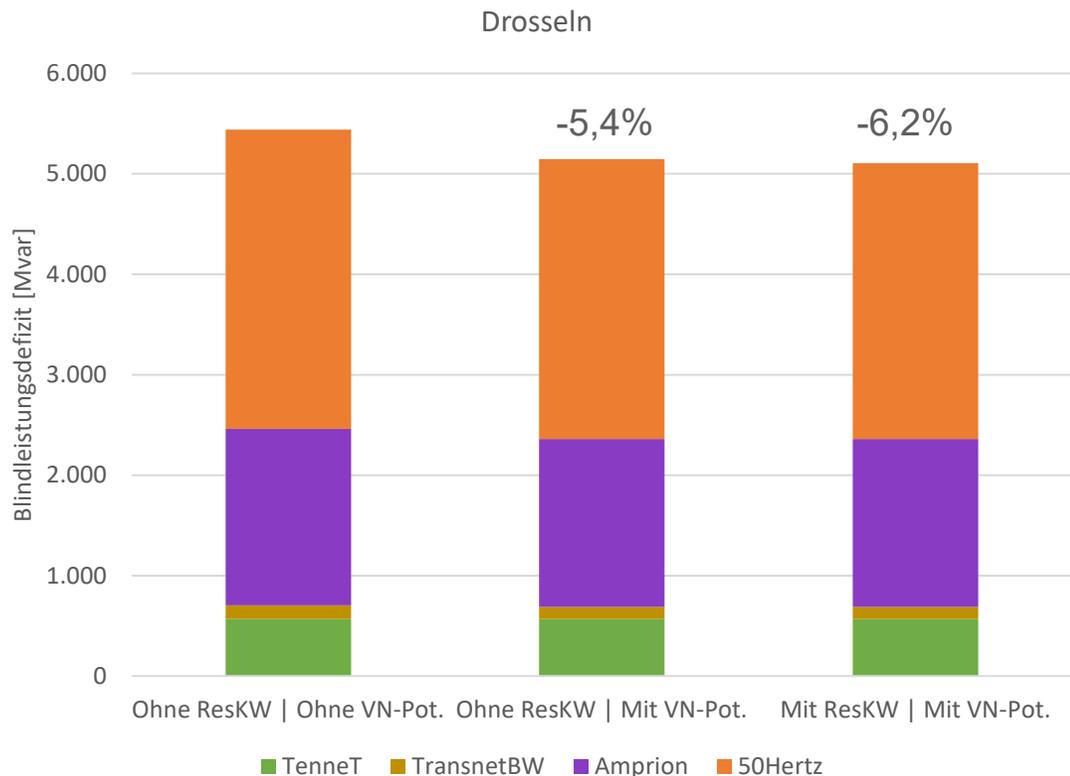


Ergebnisse Defizite je Regelzone (1/3)



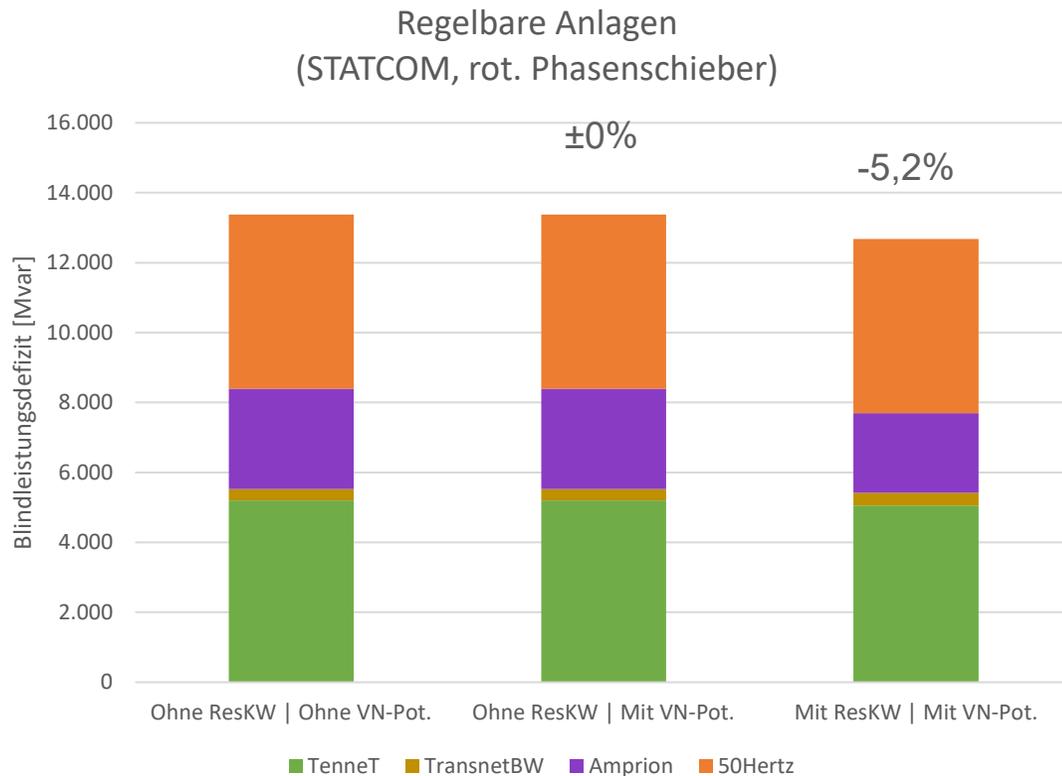
- Potential an spannungshebender Blindleistung aus EE-Anlagen im Verteilungsnetz senkt das MSCDN-Defizit signifikant (-25%)
- In Stunden hoher spannungshebender Bedarfe sind viele EE-Anlagen im Verteilungsnetz aktiv und können so einen Teil des spannungshebenden Bedarfes im Übertragungsnetz decken
- Einfluss von Reservekraftwerken gering, da die Reservekraftwerke entweder nicht in den Regionen mit spannungshebenden Defiziten liegen oder in den bedarfsdimensionierenden Stunden nicht in Betrieb sind

Ergebnisse Defizite je Regelzone (2/3)



- Potential an spannungssenkender Blindleistung aus EE-Anlagen im Verteilnetz gering (-5,4%)
- In Schwachlastzeiten mit hohen spannungssenkenden Bedarfen sind nur wenig EE-Anlagen im 110kV Netz aktiv oder speisen mit mehr als 20% P_{Nenn} ein
- Deswegen Reduktion durch VN-Potential nur um 294 Mvar bei einem theoretischen Potential von 3,2 Gvar, wenn alle EE-Anlagen mindestens 20% ihrer Wirkleistung einspeisen würden
- Einfluss von Reservekraftwerken gering, da die Reservekraftwerke entweder nicht in den Regionen mit spannungssenkenden Defiziten liegen oder in den bedarfsdimensionierenden Stunden nicht in Betrieb sind

Ergebnisse Defizite je Regelzone (3/3)



- EE-Anlagen aus dem Verteilungsnetz können nur zur stationären Kompensation genutzt werden. Daher keine Änderungen bei Berücksichtigung der Verteilungsnetz-Potentiale
- Der Betrieb der Reservekraftwerken reduziert die regelbaren Defizite um ca. 700 Mvar.
- Die Reduktion betrifft vor allem die Regelzone Amprion (Rheinlandpfalz-Saarland D78, Östliches Ruhrgebiet und Westfalen D74) und die Regelzone TenneT (Südliches Niedersachsen D23)

Fazit Blindleistungsanalyse LA 2030

- Über die bisherigen Planungen hinaus sind zusätzlich **13 MSCDN**, **22 Drosseln** und **31 regelbare Anlagen** erforderlich
- Grundlage für die Berechnung sind die nach konservativem Netzausbau angenommenen Zubauten bis 2030 (Variante B)
- Ein Teil der ausgewiesenen Anlagen ist bereits durch NEP2035 (V2021) bestätigt, allerdings in der LA nicht berücksichtigt (Inbetriebsetzung nach 2030). Die weiteren Bedarfe sind im NEP2037 (V2023) ausgewiesen und über den NEP zu bestätigen.
- Bei den Zubaumaßnahmen können individuell abhängig neben dem Kompensationsanlagenbau auch Alternativlösungen in Betracht kommen (z.B. vorgezogener STATCOM-Betrieb von HGÜ-Konvertern, marktgestützte Beschaffung, Umbau stillgelegter Kraftwerke zu rot. Phasenschiebern für temporäre Nutzung)

	MSCDN	Drosseln	Regelbare Anlagen
TenneT	4	2	17
bereits im NEP21 genehmigt	4	0	11
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	0	2	6
TransnetBW	1	1	2
bereits im NEP21 genehmigt	0	0	1
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	1	1	1
Amprion	0	6	2
bereits im NEP21 genehmigt	0	1	1
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	0	5	1
50Hertz	8	13	10
bereits im NEP21 genehmigt	1	6	10
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	7	7	0

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit Stabilitätsanalyse

Analysen zur Frequenzstabilität in der LA 2030

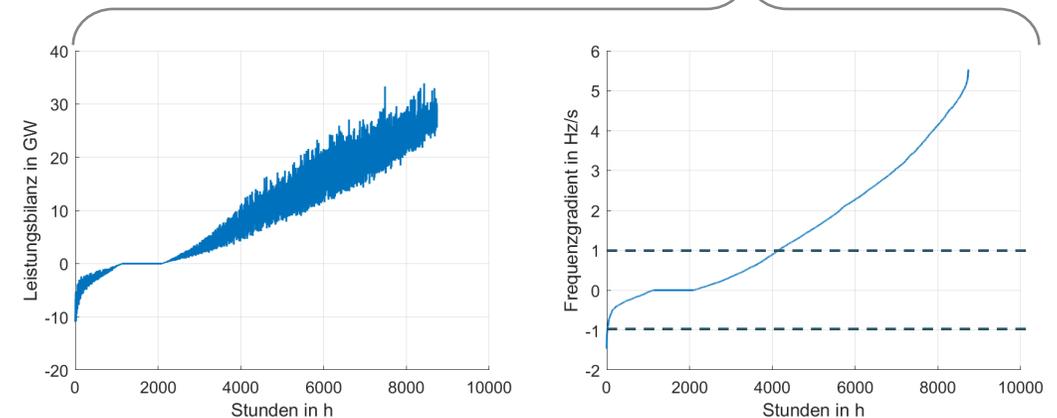
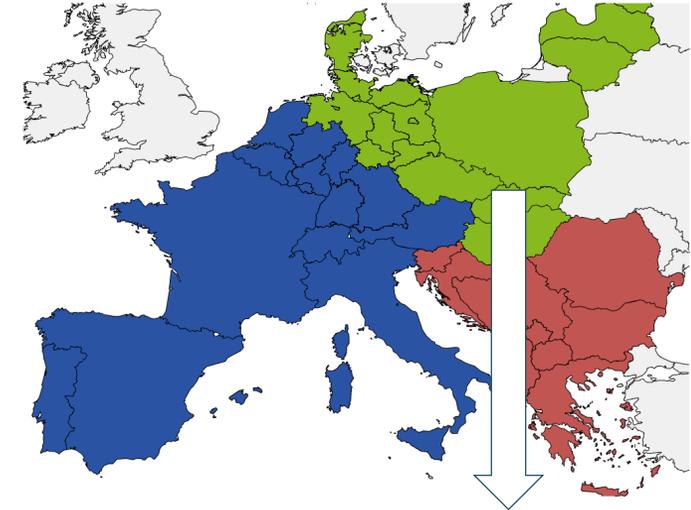
- Ziel der nachfolgenden Untersuchungen:
 - Bewertung der Frequenzstabilität infolge von Netzauftrennungen innerhalb Kontinentaleuropas
 - Betrachtung der Netzauftrennung von 2006 sowie eines daran angelehnten Unterfrequenzfalls



- Bestimmung des resultierenden Frequenzgradienten nach $\frac{df}{dt} \approx \frac{\Delta P \cdot f_0}{P_0 \cdot T_{AN}} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot E_{kin}}$
- Bestimmung der erforderlichen Momentanreserve zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s (Auslegungsgrenze des implementierten Systemschutzplans)

Beherrschung von Überfrequenzereignissen

- Betrachtung des LA2030 Szenarios nach Redispatch
- Bewertung auf Grundlage der Netzauftrennung vom 4.11.2006
- im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) treten Leistungsüberschüsse von bis zu 34 GW auf (Export)
- bei Teilnetzbildung entstehen Frequenzgradienten von ca. 5,5 Hz/s, vor allem in Stunden mit hoher Windeinspeisung in Norddeutschland und mit wenig Momentanreserve
- betrachtete Netzauftrennung ist auslegungsrelevant für die Beherrschung von Überfrequenzereignissen

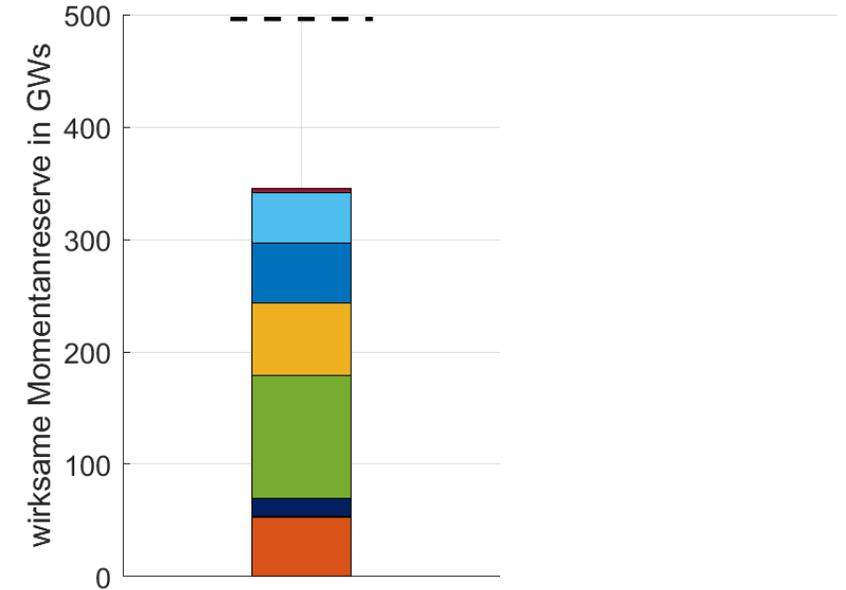


Zeitreihen nach dem Frequenzgradient sortiert

Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

- Momentanreservepotential im Nordosten von Deutschland

Anlagenkategorie	Anlagenpotential	Anlaufzeit-konstante	Trägheits-beitrag	Momentanreserve-beitrag bei 1 Hz/s
Anteilig benötigte Momentanreserve	-	-	496,1 GWs	19,8 GW
Vorhandene Momentanreserve	-	-	52,7 GWs ¹	2,1 GW
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	0,7 GW (ab 2025)	3 s	1,1 GWs	0,05 GW
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	3,7 GW	8,4 s	15,6 GWs	0,6 GW
Batteriegroßspeicher	8,7 GW (ab 2025)	25 s	109,7 GWs	4,4 GW
PV-Batteriespeicher	6,5 GW (ab 2025)	20 s	64,7 GWs	2,6 GW
Windenergie Offshore	7,0 GW (ab 2027)	15 s	52,8 GWs	2,1 GW
Windenergie Onshore	5,9 GW (ab 2027)	15 s	44,5 GWs	1,8 GW
RPSA & STATCOM	0,3 GVA	25 s	3,8 GWs	0,1 GW

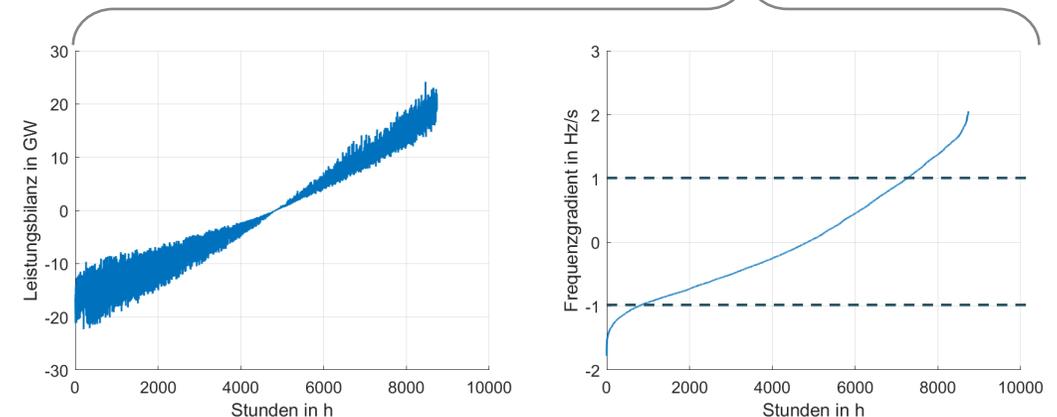
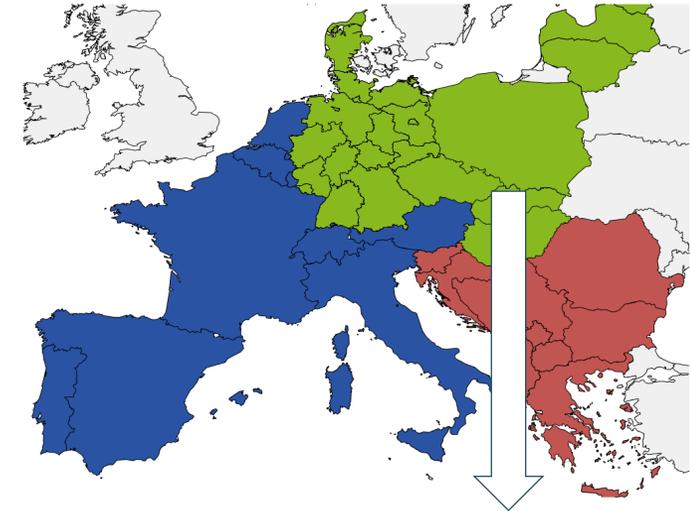


- Systembedarfe können bis 2030 trotz der optimistischen Annahmen nicht gedeckt werden

¹Von 52,7 GWs entfallen ca. 28 GWs auf Biomasse, Abfall und KWK, 10 GWs auf PSW, 7 GWs auf Sonstige EE und 7 GWs auf RPSA

Beherrschung von Unterfrequenzereignissen

- Betrachtung des LA2030 Szenarios nach Redispatch
- Verschiebung der Schnittkante an die süddeutsche Grenze, sodass ganz Deutschland im nordöstlichen Teilnetz liegt
- die auftretenden Leistungsüberschüsse (Export) im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) sind mit 24 GW geringer als für den 2006er System Split
- im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) entstehenden Situationen mit einem Leistungsmangel (Import) von bis zu -22 GW
- bei Teilnetzbildung entstehen Frequenzgradienten von bis zu -2 Hz/s, vor allem in Stunden mit hohem Import
- Netzauftrennung mit nach Süden verschobener Schnittkante ist auslegungsrelevant für Unterfrequenzereignisse, jedoch nicht bedarfsdimensionierend für alle Regionen innerhalb Deutschlands

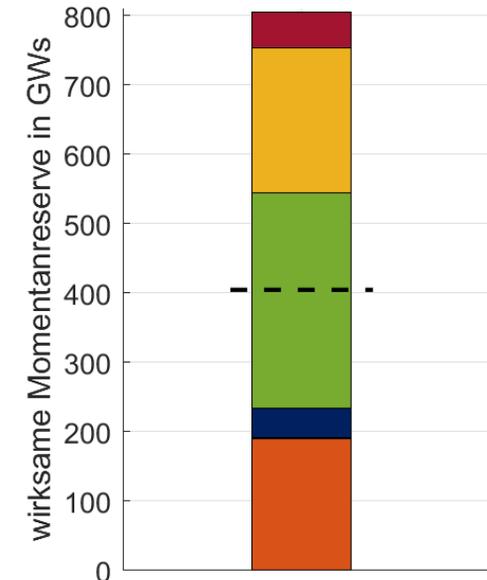


Zeitreihen nach dem Frequenzgradient sortiert

Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

- Momentanreservepotential in Deutschland für die Beherrschung von Unterfrequenzereignissen

Anlagenkategorie	Anlagenpotential	Anlaufzeit-konstante	Trägheits-beitrag	Momentanreserve-beitrag bei 1 Hz/s
Anteilig benötigte Momentanreserve	-	-	404 GWs	16,2 GW
Vorhandene Momentanreserve	-	-	194,6 GWs	7,7 GW
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	1,3 GW (ab 2025)	3 s	1,9 GWs	0,08 GW
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	9,9 GW	8,4 s	41,5 GWs	1,7 GW
Batteriegroßspeicher	24,9 GW (ab 2025)	25 s	310,9 GWs	8,3 GW
PV-Batteriespeicher	20,9 GW (ab 2025)	20 s	208,7 GWs	8,3 GW
RPSA & STATCOM	4,1 GVA	12 s	51,3 GWs	2 GW



- kein Beitrag von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (ohne Speicher) zur Momentanreserve im Unterfrequenzbereich, um Speicheranforderungen zu berücksichtigen

→ Geringere Systembedarfe als bei Überfrequenzereignissen, gleichzeitig höheres Potential durch größeres Betrachtungsgebiet; Systembedarfe können zwar durch angenommene Maßnahmen gedeckt werden, aber hohe Anforderungen an Anlagen notwendig, da Systembedarfe für NEP-Szenarien weiter steigen

Fazit Frequenzstabilität

- Im Verbundbetrieb besteht bei auslegungsrelevanten Fehlern und systemkonformem Verhalten der Erzeugungseinheiten kein Risiko für die Frequenzstabilität.
- Beherrschung von Netzauftrennungen hingegen ist zukünftig eine große Herausforderung, insbesondere in windstarken Stunden mit hohen Leistungstransiten aus dem Norden in den Süden.
- Signifikante Bedarfe an Momentanreserve zur Beherrschung von Netzauftrennungen erforderlich (vgl NEP35v21).
- Redispatch trägt im LA-Szenario zur Reduktion der Leistungsungleichgewichte bei und reduziert die Systembedarfe.
- Negative Momentanreservebedarfe können bis 2030 unter den getätigten Annahmen nicht gedeckt werden.
- Ein verzögerter Start dieser Bereitstellung führt zwangsläufig zu einer Unterdeckung der Bedarfe, sodass folgende Maßnahmen notwendig sind.
 - Einführung einer marktgestützten Beschaffung für Momentanreserve zur Beschleunigung der Marktreife von Kundenanlagen mit Beitrag zur Momentanreserve und Schaffung von Anreizen für Phasenschieberbetrieb von KW
 - Erweiterung und ggf. Zubau von Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Momentanreserve (RPSA, STATCOM)
- Bei Unterdeckung der Systembedarfe können die untersuchten Netzauftrennungen zukünftig nicht in jeder Stunde beherrscht werden.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

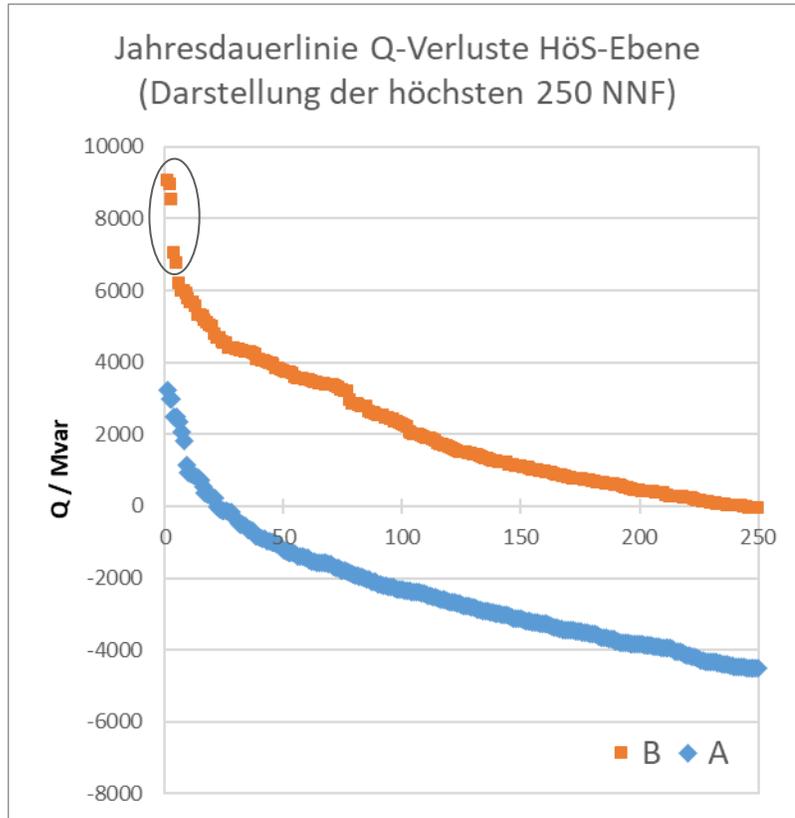
II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit Stabilitätsanalyse

Auswahl Variante und NNF für transiente Stabilitätsanalysen



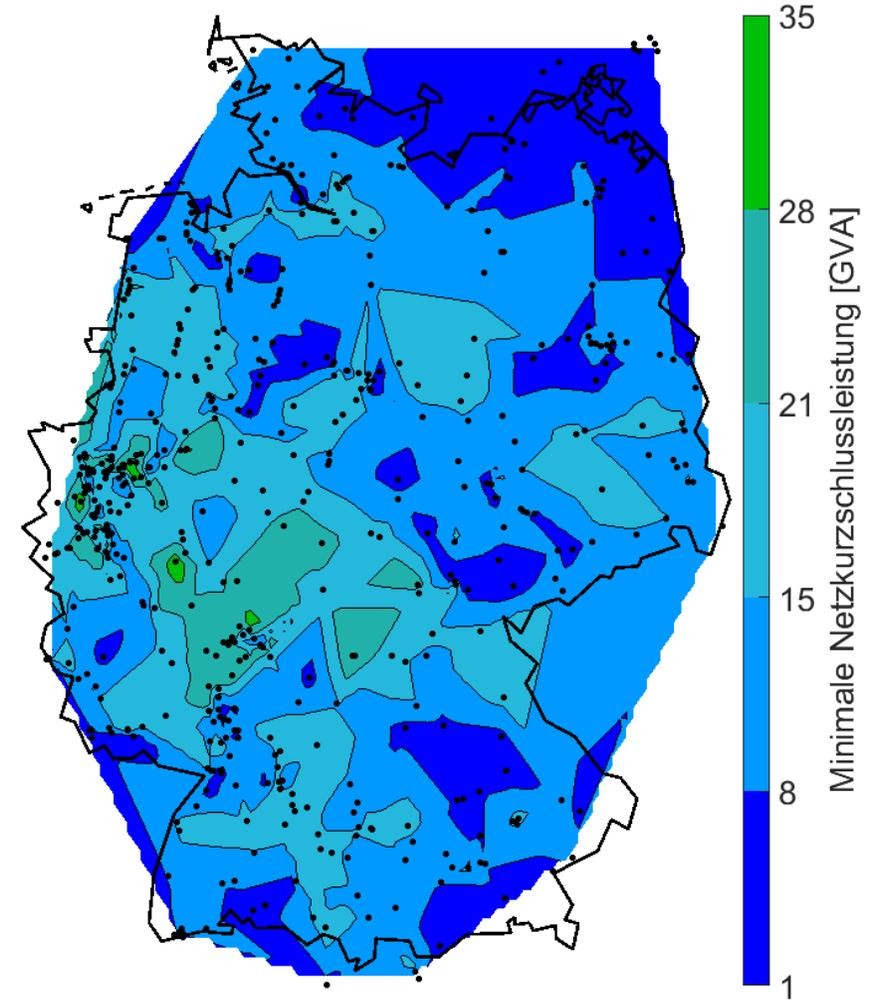
- **Variante B** weist deutlich höhere Blindleistungsverluste auf als Variante A
- Rückschlüsse auf die Kritikalität bezüglich der transienten Stabilität möglich:
 - Viele hoch ausgelastete Leitungen
 - hohe „Sensibilität“ des Netzes auf Fehlerereignisse
 - Leitungsbelastung auf einigen Transitleitungen erreichen 4 kA im (n-1)-Fall
 - Weiträumige Transite
 - hohe „Vorspannung“ der Generatorgruppen im Netz
 - hohe Spannungswinkeldifferenzen z.B. zwischen Güstrow – Pleinting (90,4°); für den analysierten Fall im NEP21 Spannungswinkeldifferenzen deutlich geringer (69,4°)
 - Hohe Durchdringung umrichter gespeister Erzeugung
 - geringe Winkelträgheit der Netzgruppen
- Kritischste NNF mit ähnlichem Muster bezüglich Einspeise- und Lastverhalten (hohe Wind- und keine PV-Einspeisung, hohe Last, hoher Export)



NNF 1274 wird für die transienten Analysen verwendet

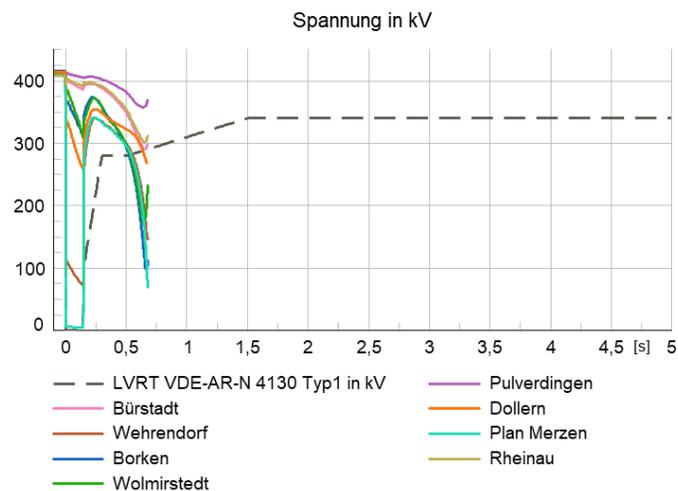
Analysen zum Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR)

- Netzkurzschlussleistung ist ein Indikator für „starke“ und „schwache“ Netzgebiete.
- Stabilitätsprobleme können insbesondere in „schwachen“ Netzgebieten entstehen.
- **SCR-Screening (Qualitative Analyse) zeigt niedrige SCR-Werte → Genauere Betrachtung notwendig!**
 - Weiterentwicklung der SCR-Methodik vorgesehen, z.B. Verwendung des Enhanced Short Circuit Ratio (ESCR).
 - Weiterführende Analysen sind erforderlich zur Ableitung von ggf. notwendigen standortspezifischen Maßnahmen.
 - Erhöhung der Kurzschlussleistung durch Netzausbau und RPS möglich.
 - Netzbildende Regelungskonzepte könnten die Situation verbessern.

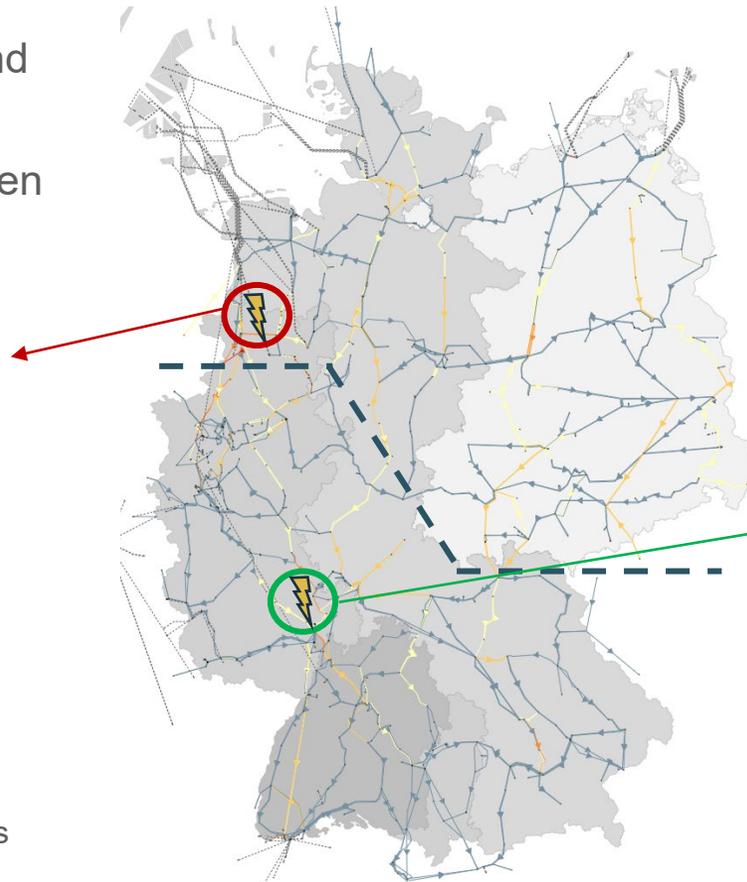


Berechnungsergebnisse im Basisszenario

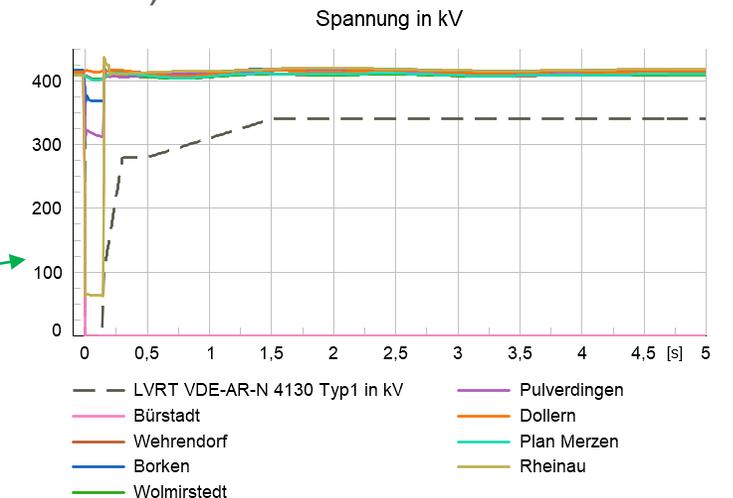
- Einige (n-1)-Fehlerfälle mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit und kritischere Fehler in den nordöstlichen Netzgruppen (oberhalb der Linie) können nicht sicher beherrscht werden



Dreipoliger Kurzschluss nahe Merzen mit Ausfall eines Stromkreises nach Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms.



- In den südwestlichen Netzgruppen (unterhalb der Linie) werden (n-1)-Fehler als auch kritischere Fehler (Sammelschienen und Common Mode Fehler) sicher beherrscht



Dreipoliger Kurzschluss auf der Sammelschiene 1 des Umspannwerks Bürstadt mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung der Sammelschiene.

Übersicht der Wirkung untersuchter Sensitivitäten

	Gegenmaßnahme	Wirksamkeit
Spannungsstützung	Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen	Wirkt im gesamten Netz positiv, dadurch werden viele instabile (n-1)-Fehler und (in Kombination mit anderen Maßnahmen) Common-Mode-Fehler beherrschbar.
	Reduzierung der Statik der STATCOM	Bewirkt bessere Spannungserholung im gesamten Netz, es werden dadurch aber nur einzelne Fehlerfälle beherrschbar.
	Aktivierung zusätzlicher STATCOM	Verbessern lokal das Spannungsniveau, wirken sich auf Grund ihrer bereits feststehenden Verortung nicht positiv auf die instabilen Fehlerfälle aus.
	Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)	Zeigt großräumige positive Wirkung, durch die breite Verteilung der Anlagen im gesamten Netzgebiet werden viele instabile (n-1)-Fehler und (in Kombination mit anderen Maßnahmen) Common-Mode-Fehler beherrschbar.
Wirkleistungsentlastung	Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA	Führt als Einzelmaßnahme zur Beherrschbarkeit weniger (n-1)-Fehler sowie in Kombination mit anderen Maßnahmen auch von Common-Mode-Fehlern.
	Kurzzeitige Entlastung des Transitkorridors durch Systemautomatiken	Führt zur Beherrschbarkeit von Fehlerfällen im Nord-Süd-Transitkorridor, die Wirksamkeit ist stark abhängig vom Fehlerszenario und dem Ort der Maßnahme.
	Erhöhung der Schwungmasse im Norden	Ermöglicht die Beherrschbarkeit von (n-1)- und Common-Mode-Fehlern, die mit anderen Maßnahmen allein nicht stabilisiert werden können. Stark abhängig von der Verortung.
	Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr)	Kann vereinzelt, in Kombination mit der Blindstromstützung durch die Elektrolyseure, zur Beherrschbarkeit von Common-Mode-Fehlern beitragen.



Beherrschbarkeit aller relevanten Fehlerfälle durch Kombination mehrerer Maßnahmen möglich.

Fazit und Ausblick der transienten Stabilitätsanalyse

- Die **Untersuchung des Basisszenarios** zeigt sowohl beherrschbare, als auch viele nicht-beherrschbare Fehlerfälle.
- Die **Untersuchung möglicher Gegenmaßnahmen** zeigt, dass keine einzelne Maßnahme geeignet ist alle Fehlerfälle sicher zu beherrschen, sondern eine Kombination mehrerer Maßnahmen notwendig ist.
- Die SCR-Analysen zeigen die Notwendigkeit genauerer standortscharfer Analysen aufgrund der Entwicklung der netzseitigen Kurzschlussleistung.
- Die detaillierte Ausgestaltung der gezeigten Gegenmaßnahmen muss in weiterführenden Analysen abgewogen, eingeordnet und bewertet werden.



Zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in der Zukunft muss der Fokus stärker auf die Stabilitätsaspekte des Übertragungsnetzes gesetzt werden.
Die fortschreitende Netzentwicklung mit steigender Umrichterdringung und Höherauslastung des Übertragungsnetzes erfordern weitergehende und umfassende Stabilitätsuntersuchungen.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. **Fazit Stabilitätsanalyse**

Fazit der Stabilitätsanalysen

- Ohne weitere Maßnahmen ist die Systemstabilität im unterstellten Szenario 2030 gefährdet.
- Zur Wahrung der Systemstabilität müssen zahlreiche Maßnahmen umgesetzt werden:
 - Zubau der notwendigen Blindleistungskompensationsanlagen inkl. Momentanreservebereitstellung mit Genehmigung ÜNB-eigener Assets inkl. zusätzlicher Momentanreserve
 - Erweiterung von Anforderungen an Großverbraucher (insb. Elektrolyseure) für ein netzdienliches Verhalten
 - Weiterentwicklung der TAR für Erzeuger (Wind und PV bis auf Niederspannung) und kleinere Verbraucher (Wärmepumpen, E-Mob, Batteriespeicher)
 - Anreize für Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung schaffen (durch marktliche Beschaffung) und Nutzbarmachung von Potentialen aus dem Verteilnetz
 - Verfolgung alternativer Lösungsmöglichkeiten zur (temporären) Blindleistungsbereitstellung
 - Umsetzung geeigneter netzbildender Regelungsverfahren für neue Erzeugungseinheiten
 - Umsetzung weiterer Maßnahmen zur Sicherstellung der transienten Stabilität (siehe Sensitivitätsanalysen)

Aussagen zum Kohleausstieg

LA2030 – Aussagen zum Kohleausstieg

- Annahme zum Kohleausstieg: Alle Kohlekraftwerke in Deutschland sind nicht am Strommarkt aktiv, Steinkohlekraftwerke können aber, wenn nötig, zur Bewirtschaftung von Netzengpässen durch die ÜNB eingesetzt werden.
- Die **stationären Netzanalysen** zeigen, dass Redispatch-Potentiale im Süden und Westen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen benötigt werden. Mangels Alternativen werden dazu auch Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Die benötigte Leistung an Steinkohlekraftwerken hängt stark vom Fortschritt des Netzausbaus ab: In Variante A werden 5,7 GW Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve benötigt, in Variante B sind es 9,5 GW.
- Die **Stabilitätsanalysen** auf Basis von Variante B lassen vermuten, dass der Zeitpunkt des Kohleausstiegs eine untergeordnete Wirkung auf den Umfang der notwendigen Begleitmaßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität hat:
 - Die größte Herausforderung in Bezug auf die Systemstabilität ist die Integration der im Szenario enorm hohen EE-Erzeugung im Zusammenspiel mit dem Lastzuwachs (inkl. Elektrolyseanlagen) und der Höherauslastung des Netzes.
 - Die dominierende Auswirkung auf die Systembedarfe haben Stunden mit hohen Leistungstransporten (hohe EE-Einspeisung). Um in diesen Situationen die Systemstabilität zu gewährleisten sind die in Teil II identifizierten Maßnahmen unerlässlich. Für die Umsetzung der Maßnahmen bis 2030 bedarf es der Unterstützung aus Politik und der gesamten Branche.
 - In den stabilitätsrelevanten Stunden sind aufgrund von Redispatchanforderungen auch Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve (siehe oben) in Betrieb.
- Die Versorgungssicherheit im Sinne einer am Markt ausgeglichen Bilanz aus Erzeugung und Last wurde im Rahmen der LA2030 nicht untersucht.

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



Langfristanalyse 2030 (V2022)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

Aufgaben und Zielsetzung

- I. Teil I der Langfristanalyse: Szenario, Markt- und Netzanalyse

- II. Teil II der Langfristanalyse: Stabilitätsanalyse

- III. Aussagen zum Kohleausstieg

Aufgaben und Zielsetzung

Aufgaben und Zielsetzung

- Im Koalitionsvertrag vom 24.11.2021 haben sich die an der Bundesregierung beteiligten Parteien auf das Ziel verständigt, den Kohleausstieg idealerweise auf das Jahr 2030 vorzuziehen. Die Bundesregierung strebt an, das KVBG entsprechend anzupassen. Vor diesem Hintergrund hat das BMWK die ÜNB dazu aufgefordert, die langfristige Netzanalyse aus dem Jahr 2020 zu aktualisieren, um zu bewerten, ob die bisherigen Untersuchungsergebnisse auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg ihre Gültigkeit behalten oder neue Herausforderungen an die Gewährleistung von Systemsicherheit und -stabilität auftreten.
- Die Langfristanalyse 2030 dient als exemplarische quantitative langfristige Netzanalyse für das Betrachtungsjahr 2030 zur Beurteilung unter welchen Bedingungen ein sicherer Netzbetrieb bei einem beschleunigten Kohleausstieg 2030 möglich ist.
- Die Methodik der Netzanalyse ist angelehnt an die Vorgehensweise der Systemanalysen, welche die Übertragungsnetzbetreiber nach §3 Absatz 2 der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV) jährlich durchführen.
- Ziel der Stabilitätsanalysen der LA 2030 ist es, für das auf Basis stationärer Analysen ermittelte Ausbaunetz des deutschen Übertragungsnetzes Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) als notwendige Begleitmaßnahmen zu ermitteln und die Deckung dieser Bedarfe aufzuzeigen. Darauf aufbauend wird die transiente Stabilität als wichtiger Indikator für die Betriebbarkeit des Ausbaunetzes analysiert. Zusätzlich werden Risiken für einen Stabilitätsverlust ermittelt sowie Lösungsansätze entwickelt.

Aufgaben und Zielsetzung

- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, der Bundesnetzagentur und dem BMWK abgestimmt. Sie umfassen:
 - Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
 - Erzeugungsportfolio (konventionell und EE)
 - Last- und Verbrauchsentwicklung
 - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
 - Brennstoffpreise
 - Netzausbauzustand
- Die Langfristanalyse 2030 besteht aus folgenden Teilen:
 - Szenario
 - Marktanalyse
 - Netzanalyse → Dimensionierung des Netzreserveportfolios
 - Stabilitätsanalyse bestehend aus
 - Dimensionierung des Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen
 - Bewertung von Frequenzstabilität
 - Bewertung von transientser Stabilität



Teil I: Szenario, Markt- und Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

Randbedingungen

- **Kohleausstieg:** Beschleunigter Kohleausstieg bis 2030
- **Erzeugungsportfolio (EE):** Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde entsprechend des am 01.01.2023 in Kraft getretenen EEG 2023 angenommen
- **Netzausbau:** Zwei unterschiedliche Fortschrittgeschwindigkeiten des Netzausbaus werden unterstellt:
 - Variante A: Die zugrunde liegenden IBN-Daten beruhen auf einer ambitioniert-realistischen Terminplanung im Sinne des vorausschauenden Controllings. Dabei sind bekannte und mit hoher Wahrscheinlichkeit belegte Risiken in der Zeitplanung berücksichtigt, Risiken mit mittlerer und geringer Wahrscheinlichkeit jedoch nicht. Diese Planung unterliegt jedoch einigen Unsicherheiten. So sind z.B. etwaige Klagen nicht in der Planung berücksichtigt. Der aufgestellte Zeitplan wird daher ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren, sowie mögliche unerwartete Baurisiken anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen.
 - Variante B: Die zugrunde liegenden IBN-Termine beruhen auf einer konservativ-realistischen Terminplanung. Das heißt, es sind neben den bekannten Risiken nach aktuellem Wissen auch Risiken mit geringerer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie Verzugsprofile nach bester Erfahrung aus dem bisherigen Projektgeschäft in die Ermittlung des Inbetriebnahme-Termins einbezogen worden. Im Chancen-/Risikoprofil überwiegt die Risikoseite deutlich.
- **Strommarkt:** Es werden die Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Standard Hybrid Coupling“- Ansatz verwendet. Die Kapazitätskalkulationsregionen sind für beide Zeithorizonte die CORE-Fokusregion. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten für Deutschland 70 %.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

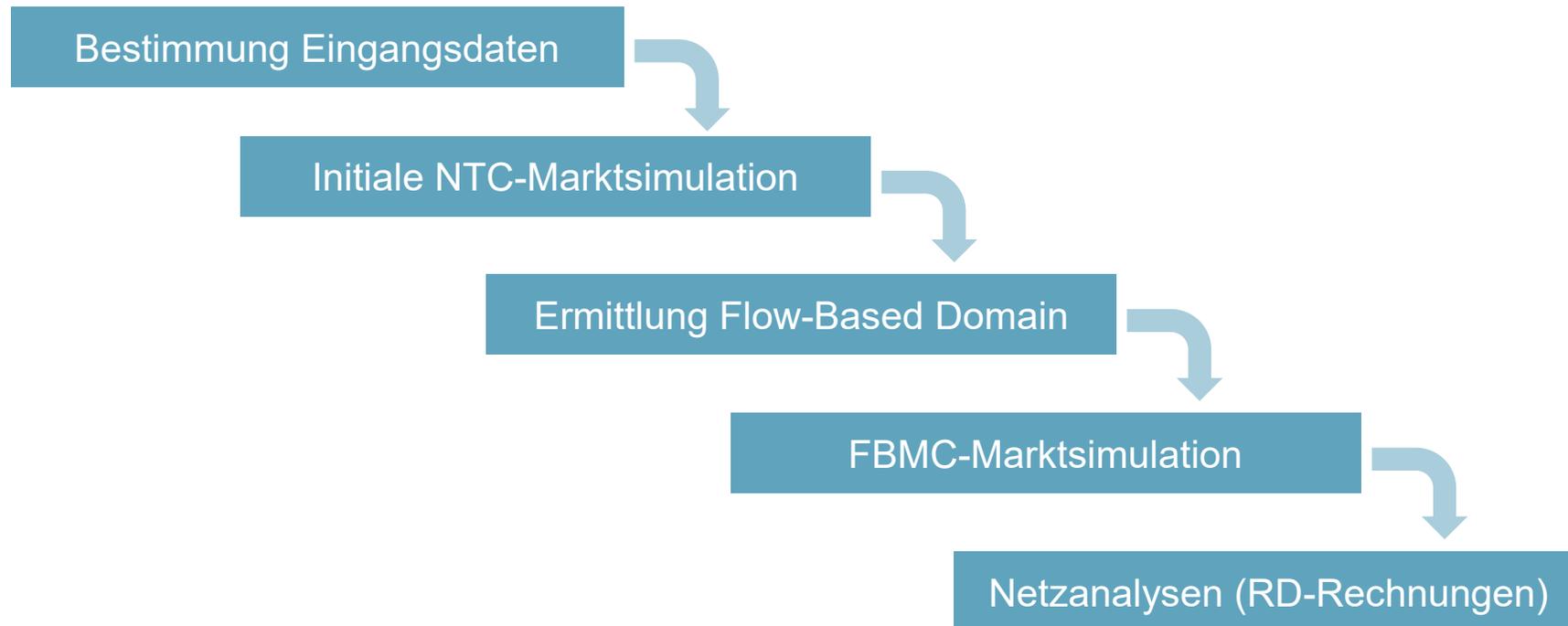
I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

Vorgehensweise und Methodik



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparemeter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Allgemeines

Marktsimulation - Eckpunkte

- **Zeithorizonte und Grenzsituationen:**
 - t+8 (2030):
 - GS Winter („Starkwind/Starklast“ und Dunkelflaute) – mit NTC und FBMC
 - Jahreslauf – mit NTC und FBMC
- Zu Grunde gelegtes **Wetterjahr:**
 - 2012 → Konsistente Datengrundlage auf Basis eines Wetterjahres
 - Jahreslauf mit 8.760 h (da 2012 ein Schaltjahr war, wird der 31.12.2012 abgeschnitten)
 - Grenzsituation mit Vor-/Nachlauf
- **Szenariodefinition:**
 - Blockscharfe Modellierung des mit DE elektrisch verbundenen europäischen Kraftwerksparks mit Ausnahme SE, NO und DKE

Methodische Erweiterung der Grenzsituation in der LA2030

Erstmalig wurde in der **LA20 t+8 Netzreserve zum Engpassmanagement in Importsituationen** benötigt, da kein freies Redispatchpotential aus Marktkraftwerken mehr verfügbar war. Diese Netznutzungsfälle waren gekennzeichnet durch **niedrige Einspeisung aus PV und Wind**, bei gleichzeitig **hoher Last** und **geringer verfügbarer/gesicherter Kraftwerksleistung**. Die resultierenden Importe führten zu Überlastungen der Kuppelleitungen im Südraum.

Neben der Starkwind/Starklast-Situation wird eine kritische Importsituation untersucht.

Erweiterung um eine weitere synthetische Woche mit Fokus auf Importsituationen im Rahmen der Simulationen zur Grenzsituation

Umsetzung der zweiten/neuen synthetischen Woche:

- Erhöhung der Nichtverfügbarkeit in Deutschland → konservative Abschätzung der konventionellen Erzeugung
- Keine Reduktion der NTCs → um maximalen Import zu ermöglichen
- Keine Lastskalierung erforderlich, konv. Lastniveau in DE erreicht in dieser Woche bereits die Höchstlast
- Zeitraum mit geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien → analog einer Dunkelflaute

Die Untersuchung des Jahreslaufes nach weiteren, kritischen Netznutzungsfällen erfolgt weiterhin.

Anmerkung: Inwiefern eine neu kreierte, weitere Grenzsituation eine Signifikanz zur Begründung eines Reservebedarfs aufweisen wird, kann letztlich erst nach Markt- und Netzsimulation bewertet werden.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Eckpunkte

Datengrundlage:

- Abgestimmte Kraftwerksliste
 - Keine Berücksichtigung von Braun- und Steinkohlekraftwerke als Marktkraftwerke
 - ÜNB interne Datengrundlage (z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen bzw. Zubauten)
-
- Für deutsche und ausländische Kraftwerke findet die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation.
 - Weitere Details zur Bestimmung des konventionellen KW-Parks sind in den nachfolgenden Folien detailliert dargestellt.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - In- und Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkspark

- Das LA2030 Szenario basiert auf der Grundlage eines zum Betrachtungszeitpunkt abgeschlossenen Kohleausstieges. Es werden weder Braunkohlekraftwerke noch Steinkohlekraftwerke als Marktkraftwerke angenommen.
- Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark wird kein pauschales Lebensdauerende von im Markt befindlichen Kraftwerken angesetzt.
- Alle Kraftwerke, die sich aktuell in Bau oder in Planung befinden, werden in der LA2030 als in Betrieb befindliche Marktkraftwerke angesetzt.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen

HINWEIS:

KWK-Anlagen < 10 MW werden separat ausgewiesen und sind hier nicht enthalten

Pot. Netzreserve: In der LA2030 untersuchte potenzielle Netzreserve-KW

Biogas: Betrifft nur explizit modellierte Kraftwerke mit biogenem Hauptbrennstoff

Nettonennleistung [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Wasser	Biogas	Sonstige	Summe Markt	Pot. Netzreserve
Baden-Württemberg	0	0	0	2238	0	253	111	1914	0	10	4526	4045
Bayern	0	0	0	4878	0	96	214	863	0	6	6057	1297
Berlin	0	0	0	1604	0	35	36	0	0	0	1675	0
Brandenburg	0	0	0	628	101	334	118	0	0	24	1204	334
Bremen	0	0	0	563	160	86	91	0	0	0	900	469
Hamburg	0	0	0	332	0	0	24	0	0	0	356	194
Hessen	0	0	0	1357	0	25	183	643	0	28	2236	1404
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	389	0	0	17	0	0	0	406	514
Niedersachsen	0	0	0	3428	359	75	73	220	0	0	4155	1111
Nordrhein-Westfalen	0	0	0	8553	1437	338	524	318	0	191	11361	5294
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1737	0	0	105	0	0	98	1940	256
Saarland	0	0	0	614	85	0	28	0	0	42	769	1822
Sachsen	0	0	0	1075	0	17	16	1045	5	0	2158	57
Sachsen-Anhalt	0	0	0	1094	0	213	183	80	0	0	1569	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	416	0	276	33	119	0	45	889	260
Thüringen	0	0	0	555	0	0	12	1911	0	0	2478	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1291	0	0	1291	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2998	0	0	2998	0
Summe	0	0	0	29461	2142	1747	1768	11402	5	443	46968	17055
Nord	0	0	0	19037	2057	1398	1155	4336	5	287	28274	8233
Sued	0	0	0	10424	85	349	614	7066	0	156	18693	8823
Summe	0	0	0	29461	2142	1747	1768	11402	5	443	46968	17055

1) Im Rahmen der Eingangsdatenerstellung für die Marktsimulation wurden die Verfügbarkeiten der Netzreserve-KW mit dem Auslaufen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung abgeglichen.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Betriebsmodi 1/2

▪ Betriebsmodi:

- Die Betriebsmodi der deutschen konventionellen KW werden in Anlehnung an den Status quo bestimmt.
- Es wird zwischen diesen Betriebsmodi unterschieden:
 - *Marktbasiert*: Kraftwerke, welche rein marktgetrieben eingesetzt werden. Bei Einsatz muss die eingespeiste Leistung zwischen der technischen Mindestleistung und der Maximalleistung liegen.
 - *Zwangseinsatz*: Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere Industriekraftwerke und Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperaturunabhängigen) Must-Run Profil.
 - *Zwangseinsatz mit KWK-Option*: Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, eine temperaturabhängige Wärmebereitstellung bedienen müssen. Wenn ökonomisch sinnvoll kann weitere Erzeugung für den Markt bereitgestellt werden, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Dies gilt für alle KWs mit Betriebsmodus „Zwangseinsatz“, welche zusätzlich als KWK-Anlage gekennzeichnet sind.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Betriebsmodi 2/2

▪ Betriebsmodi:

- *Wärmegeführt (KWK):* Anlagen mit Betriebsmodus KWK laufen exakt mit dem temperaturabhängigen Must-Run Profil (bspw. Wert zum Referenzzeitpunkt oder KWK-Zeitreihe). D.h. diese Anlagen weisen eine per (temperaturabhängiger) Zeitreihe vorgegebene fixe Einspeisevorgabe auf. Es handelt sich hierbei vornehmlich um dezentrale, kleine KWK-Anlagen (Gegendruckanlagen). Die (zeitvariablen) Einspeisevorgaben können auf Grundlage der Temperaturzeitreihen des betrachteten Wetterjahres erstellt werden.
- *Nicht-Wärmegeführt (KWK):* Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Fernwärmeauskopplung) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere KWK-Anlagen mit einem (temperaturabhängigen) Must-Run Profil als auch Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperatur-unabhängigen) Must-Run Profil.

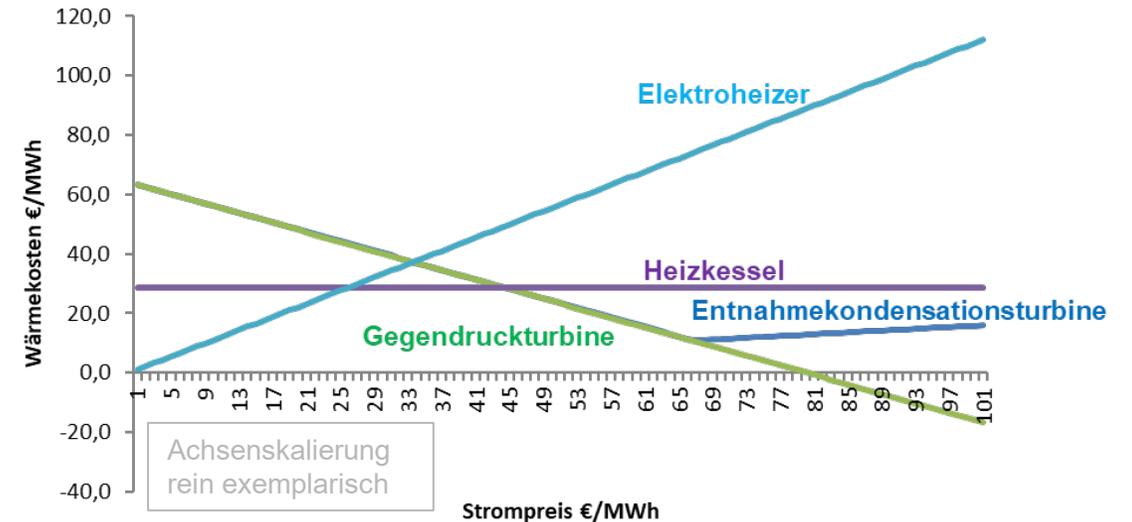
Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Modellierung Wärmenachfrage (1/2)

Vorgelagerte Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung zur Bestimmung der Must-Run-Zeitreihen im Marktmodell.

Verwendung der Wärmenetze und Wärmenachfrage aus der Wärmestudie (FFE)

- Vorgehen:
 - Für 28 Wärmenetze in Deutschland wird explizit die Konkurrenz der dort vorhandenen Wärmeerzeuger (KWK-Anlagen, Power-to-Heat, Heizkessel) modelliert
 - KWK-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen, welche nicht in einem explizit modellierten Netz liegen, werden gegen einen Heizkessel optimiert



Quelle: Wärmenetze, Begleitdokument des NEP23: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Modellierung Wärmenachfrage (2/2)

Ergebnisse der Kraft-Wärme-Modellierung :

- KWK Zeitreihen für KWK-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen

Berücksichtigung im Marktmodell:

- Power-to-Heat als zuschaltbare Last, wenn entsprechender Wärmebedarf besteht und Strompreis gering ist
- Implizite Modellierung von Wärmespeichern und Heizkesseln
- KWK kann bei geringem Strompreis unter Mindestvorgabe reduziert werden (Reduktion ist mit Kosten verbunden, da KWK-Erzeugung wirtschaftlicher als sonstige konventionelle Erzeugung)

Konventioneller Kraftwerkspark DE

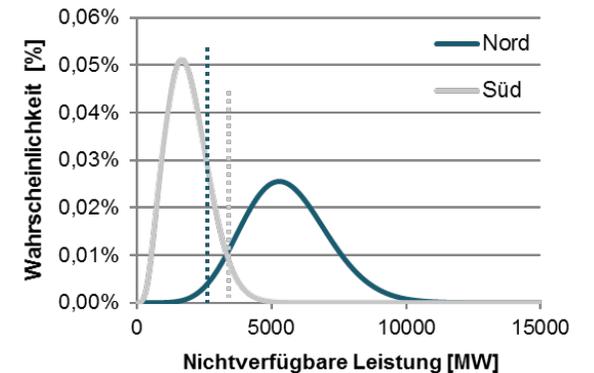
Marktsimulation – Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation

- Datengrundlage: VGB-Statistik (2011-2020)* und weitere Auswertungen
- Analytisches Verfahren: Bestimmung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd/AT) über rekursive Faltung der Kraftwerkseinheiten
- Betrachtung von Voll- und Teilausfällen
- Quantil-Auswertung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichte der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd/AT)
 - Nord
 - GS SWSL: 5%-Quantil
 - GS Import: 95%-Quantil
 - Süd und AT (95%-Quantil)
- Abschätzung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Energieträger über Leistungskreditbetrachtung

Energieträger	Ungeplante KWNB (Teil- und Vollaussfall)	Geplante KWNB** (nur Vollaussfall)	Ungeplante KWNB (nur Vollaussfall)
Kernenergie	7,6%	1,7%	6,4%
Braunkohle	9,5%	1,6%	8,0%
Steinkohle	13,6%	2,6%	8,0%
Erdgas	6,0%	2,1%	4,6%
Mineralölprodukte	6,0%	2,7%	4,6%
Abfall	13,6%	2,6%	8,0%
Sonstige	6,0%	1,8%	4,6%
Pumpspeicher	1,8%	6,2%	1,8%
Speicherwasser	0,5%	5,0%	0,5%

* Quelle: Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011 - 2020, Ausgabe 2021; Link: <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

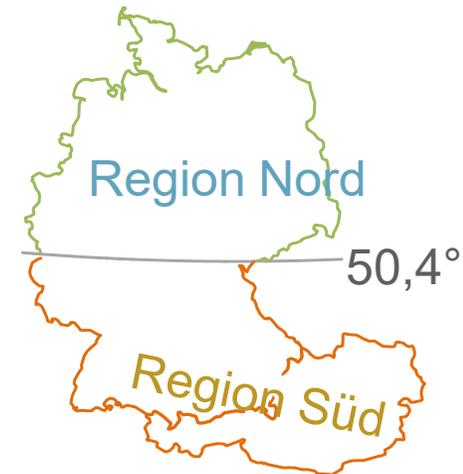
** basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März



Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation

		GS SWSL/Import
Nord (5%/95%-Quantil)	Installierte Leistung	28.274 MW
	Nichtverfügbare Leistung	1.381/3391 MW
Süd (95%-Quantil)	Installierte Leistung	18.696 MW
	Nichtverfügbare Leistung	2.401 MW
AT (95%-Quantil)	Installierte Leistung	16.282 MW
	Nichtverfügbare Leistung	1.708 MW



GS SWSL/ Import	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Abfall	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
Nord	0%	0%	0%	11/6%	68/75%	6/5%	15/14%
Süd	0%	0%	0%	5%	60%	2%	33%
AT	0%	0%	0%	0%	32%	1%	67%

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation Nord

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Status	Annahme Einschränkung der Erzeugung in SWSL [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung in SWSL [MW]	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in Import [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in IMP [MW]
Nord	7835c	Emsland	DT	Erdgas	GuD DT	327	90	In Betrieb	0	327	327	0
Nord	7834b	Knapsack Gas I	GT 12	Erdgas	GuD GT	260	68	In Betrieb	260	0	260	0
Nord	8338	Kirchmoeser	NV	Erdgas	GuD	160	110	In Betrieb	30	130	160	0
Nord	2205	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	GuD	74	22	In Betrieb	74	0	74	0
Nord	7307a	Niehl 3	Niehl 31	Erdgas	GuD	460	135	In Betrieb	460	0	460	0
Nord	7235	Cuno Heizkraftwerk	H6	Erdgas	GuD	417	200	In Betrieb	115	302	417	0
Nord	7188	Trianel Gaskraftwerk	Block 20	Erdgas	GuD	410	180	In Betrieb	0	410	410	0
Nord	2052	Huntorf	NV	Erdgas	GT	321	100	In Betrieb	0	321	321	0
Nord	8425	Marzahn	NV	Erdgas	GuD	259	135	In Betrieb	0	259	114	145
				Summe Erdgas		2.688 MW			939 MW		2.543 MW	
Nord	7902	DT	Flingern T1	Abfall	DT	54	12	In Betrieb	54	0	54	0
Nord	2164	MHKW	MHKW	Abfall	DT	44	10	In Betrieb	44	0	44	0
Nord	8418	Reuter	Reuter M	Abfall	DT	36	11	In Betrieb	36	0	36	0
Nord	7015	EBKW Knapsack	NV	Abfall	DT	33	13	In Betrieb	18	15	0	33
Nord	7918	RMVA Koeln	RMVA Koeln	Abfall	DT	45	2	In Betrieb	0	45	32	13
Nord	2263	TRV Buschhaus	Linie 1-3	Abfall	DT	37	23	In Betrieb	0	37	37	0
				Summe Abfall		249 MW			152 MW		203 MW	
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	In Betrieb	26	60	64	22
Nord	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	DT	106	32	In Betrieb	57	49	106	0
				Summe Mineralölprodukte		192 MW			83 MW		170 MW	
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	NV	240	28	In Betrieb	80	160	240	0
Nord	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	NV	174	40	In Betrieb	19	155	70	104
Nord	7299	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	NV	165	0	In Betrieb	108	57	165	0
				Summe Pumpspeicher		579 MW			207 MW		475 MW	
				Summe		3.708 MW			1.381 MW		3.391 MW	

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation Süd

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen-typ	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Status	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]
Süd	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_GT	284	100	In Betrieb	284	0
Süd	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_DT	150	100	In Betrieb	150	0
Süd	2026a	Franken 1	2 DT	Erdgas	GuD_DT	387	114	In Betrieb	160	227
Süd	2026b	Franken 1	2 GT	Erdgas	GuD_GT	53	16	In Betrieb	53	0
Süd	4042	Heizkraftwerk Altb.	ALT GT C	Erdgas	GT	81	55	In Betrieb	81	0
Süd	4002	Heizkraftwerk Altb.	ALT GT E	Erdgas	GT	65	40	In Betrieb	65	0
Süd	4152	Heizkraftwerk HLB	HLB 8	Erdgas	GuD	648	90	In Betrieb	648	0
				Summe Erdgas		2.229 MW			1.441 MW	
Süd	2243	Muellkraftwerk Schwandorf	NV	Abfall	DT	54	22	In Betrieb	54	0
Süd	7962	FHKW Ludwigshafen	FHKW	Abfall	DT	28	6	In Betrieb	28	0
Süd	4105	HKW Mannheim	Turbine 60	Abfall	DT	22	6	In Betrieb	22	0
Süd	2234	MHKW Frankfurt	T 7	Abfall	DT	47	10	In Betrieb	16	31
				Summe Abfall		151 MW			120 MW	
Süd	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	GT	136	70	In Betrieb	48	88
				Summe Mineralölprodukte		186 MW			48 MW	
Süd	4024	Wehr	Wehr Hotzen	Pumpspeicher	NV	227	0	In Betrieb	227	0
Süd	4017	Saeckingen	Saeckingen 2	Pumpspeicher	NV	90	0	In Betrieb	90	0
Süd	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher	NV	145	0	In Betrieb	80	65
Süd	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher	NV	295	110	In Betrieb	295	0
Süd	LUPSVia12	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	NV	100	10	In Betrieb	100	0
				Summe Pumpspeicher		904 MW			792 MW	
				Summe		3.470 MW			2.401 MW	

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation AT

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Status	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	370	130	In Betrieb	131	239
AT	ATGSMel01	GUD Mellach	1	Erdgas	GUD	416	146	In Betrieb	416	0
				Summe Erdgas		1.202 MW			547 MW	
AT	ATOLDummy	1	0	Mineraloelprodukte	DT	100	35	In Betrieb	17	83
				Summe Mineralölprodukte		100 MW			17 MW	
AT	ATPSHau01	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	180	0
AT	ATPSHau02	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	119	61
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0
AT	ATPSLim22	LIMBERG-II NO 2	22	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0
AT	ATPSMah01	MALTA-HS 1	1	Pumpspeicher	NV	183	0	In Betrieb	183	0
AT	ATPSMah02	MALTA-HS 2	2	Pumpspeicher	NV	183	0	In Betrieb	183	0
				Summe Pumpspeicher		1.206 MW			1.144 MW	
				Summe		2.508 MW			1.708 MW	

Konventioneller Kraftwerkspark DE

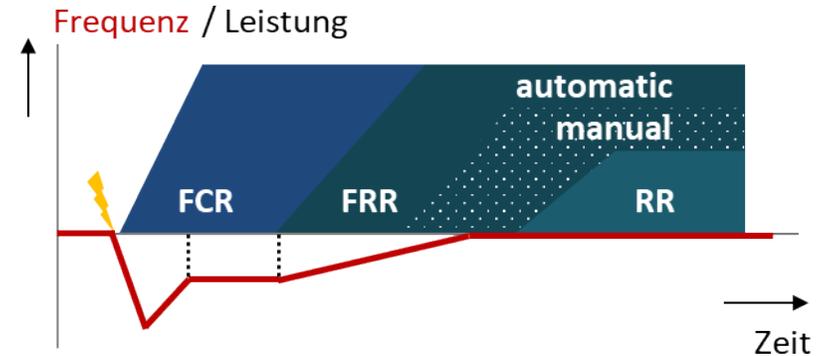
Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Regelleistungsvorhaltung für DE entsprechend den Annahmen in der BA2022: +/- 4200 MW
- Regelleistungsvorhaltung für AT entsprechend den Annahmen in der BA2022: +/- 480 MW
- Im Ausland (außer AT) erfolgt keine Regelleistungsmodellierung

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Beschaffung von erwartetem Regelleistungsbedarf durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei Erzeugungsanlagen
 - Definition von Regelleistungsqualitäten untergliedert nach Aktivierungszeit und technischen Anforderungen
 - Frequency Containment Reserve (FCR)
 - Frequency Restoration Reserve (FRR)
 - Replacement Reserve (RR)
 - Vereinfachte Abbildung durch Kategorisierung der Regelleistungsqualitäten je Marktgebiet
 - Primärregelleistung (PRL) → wird nachgelagert im Netzmodell modelliert
 - Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL)
 - Differenzierung der Kategorien zwischen positiver/negativer Regelleistung
- Regelleistungsmengen je Kategorie sind durch gesamten hydrothermischen Kraftwerkspark im jeweiligen Marktgebiet vorzuhalten

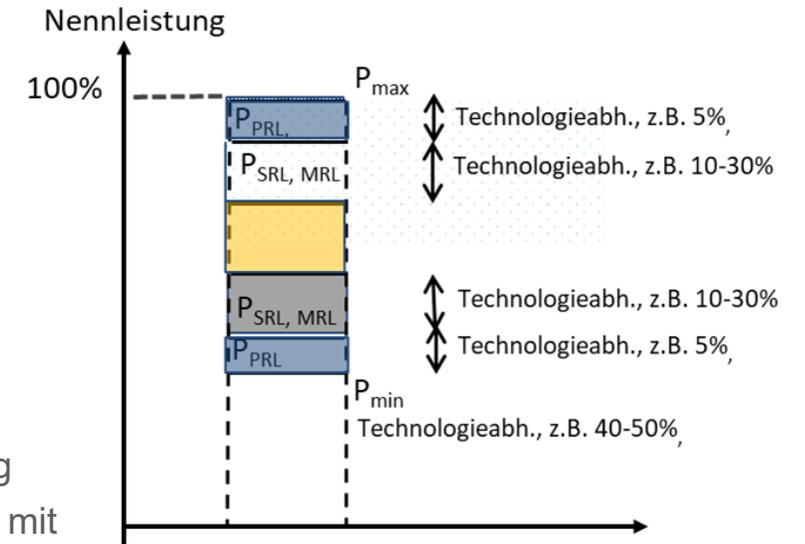


Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Abbildung technischer Einschränkungen für jedes Kraftwerk erforderlich
 - Differenzierung der Vorhaltung nach Regelleistungsqualitäten
 - Regelleistungsvorhaltung führt bei thermischen Kraftwerken zu Teillastbetrieb und eventuell zu für die Regelleistungsvorhaltung angefahrenen Kraftwerken und damit zu höheren Systembetriebskosten
 - Begrenzungen der Regelleistung je KW:
 - Obere Regelgrenze; keine Regelung über Nennleistung (ein Kraftwerk, welches mit Nennleistung einspeist kann keine positive Regelleistung mehr bereitstellen)
 - Technologieabhängige Begrenzung der Regelleistung bezogen auf die Nennleistung
 - Untere Regelgrenze; keine Regelung unter Mindestleistung (ein Kraftwerk, welches mit Mindestbetrieb einspeist kann keine negative Regelleistung mehr bereitstellen)
 - Zeitabhängige Leistungseinschränkungen durch „Must-Run“ im Rahmen des KWK
 - Modells können obere Regelgrenze und untere Regelgrenze zusätzlich einschränken
- RL-Potential (PRLneg/PRLpos) abhängig von Betriebszustand, Arbeitspunkt und Technologie des Kraftwerks

Begrenzung der Regelleistung



Konventioneller Kraftwerkspark DE

Einsatz virtueller Reserven in Knappheitssituationen

- Um im Marktmodell Lastabwurf zu vermeiden, werden modellseitig lastnahe, virtuelle Reserven angenommen. Die lastnahen Reserven werden dabei so parametrisiert, dass sie erst nach den explizit verorteten Kraftwerken und auch erst nach anderen Flexibilitäten (z. B. DSM) eingesetzt werden.
- Durch die lastnahe Verortung wird die Generierung zusätzlicher Netzbelastungen vermieden. Somit werden Überlastungen der Netzelemente durch die Modellierung der Virtuellen Reserven reduziert.
- Im Ausland werden ebenfalls gleich teure virtuelle Reserven angenommen, damit es in den Marktsimulationen nicht zu Verzerrungen der Handelsbilanzen aufgrund unterschiedlicher Preise der Reserven im In- und Ausland kommt. Die bereits im ENTSO-E Datensatz berücksichtigten Peaker-Units werden daher herausgerechnet, um eine Dopplung virtueller Reserveeinheiten zu vermeiden.

Die virtuellen Reserven dienen lediglich dem Modell zur Vermeidung von Lastabwurf und dürfen nicht mit einer notwendigen Dimensionierung des Kraftwerksparks für ein versorgungssicheres Szenario gleichgesetzt werden. Aus den Ergebnissen der Langfristanalyse können keine Aussagen zu Versorgungssicherheitsfragen abgeleitet werden!

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Dezentrale KWK < 10 MW

Marktsimulation - Installierte Leistung Deutschland

- Anlagenregister BAFA¹ und Kraftwerksliste BNetzA² bilden Datengrundlage für KWK < 10 MW
- Hauptenergieträger ist Erdgas
 - Die Entwicklung von dezentraler KWK ist mit Unsicherheiten behaftet. Es werden vermehrt alternative (Fern-) Wärmekonzepte erwartet, die einen Anstieg der installierten Leistung von dezentralen KWK unwahrscheinlich erscheinen lassen.
 - kein Netto-Zubau von KWK < 10MW bis 2030
→ Bestandwert aus 2018 wird auf 2030 übertragen

Installiert ³	Datenbasis (31.12.2018) [GW]	2030 [GW]
KWK<10MW	4,9	4,9

- Regionalisierung Bestand gem. BNetzA-Liste und BAFA

1) Anlagenstammdaten BAFA vom 24.09.2021
2) Monitoring 2019 - Nicht-EEG < 10 MW zum 31.12.2018
3) nur konventionelle Energieträger (ohne Erneuerbare)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

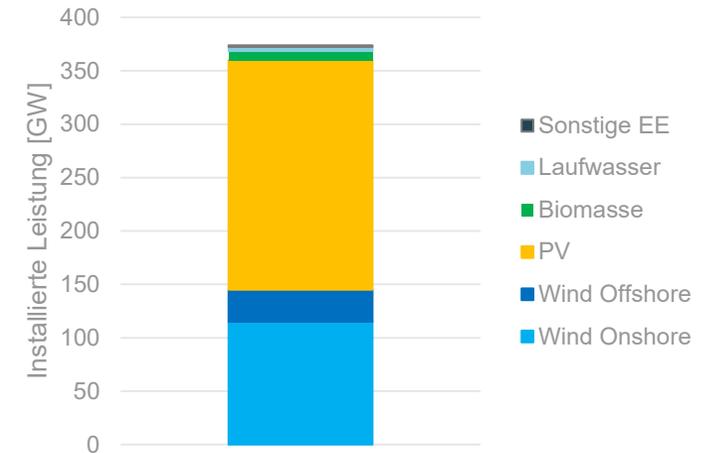
Erneuerbare Energien – Installierte Leistungen und Regionalisierung

Annahmen zu installierter Leistung:

- EE-Zahlen gem. Osterpaket bzw. geplanter EEG-Novelle 2023:
- PV: 215 GW
- Wind Offshore: 30,8 GW
- Wind Onshore: 115 GW
- Biomasse: nahezu keine Änderung zum Bestand
- Sonstige EE: Fortschreibung Bestand
- Laufwasser: Fortschreibung Bestand

Regionalisierung / methodisches Vorgehen:

- Mantelzahlen je Bundesland (Wind Onshore und PV Freifläche) und Aufteilung PV Freifläche/Dachfläche gemäß Methodik aus Szenariorahmen-Entwurf zum NEP23
- Kleinteilige Regionalisierung Wind, PV, Biomasse, Laufwasser, Sonstige EE wird nach Bestätigung der Annahmen (und Bundeslandmantelzahlen) durch den Dienstleister (Fraunhofer IEE) ermittelt



	Inst. Leistung LA2030 [GW] gem. geplanter EEG-Novelle 2023	VLS Vorschlag ÜNB [h/a]	Strom- erzeugung [TWh]
Wind Onshore	115	2.200	253
Wind Offshore	30,8	3600	111
PV	215	950	205
Biomasse	10,0	3.200*	32
Laufwasser	3,9	4.400	17
Sonstige EE	1,6	4.000	6
Summe	376,3	-	624

* Mittelwert aus VLS für Biomethan und sonstige Biomasse

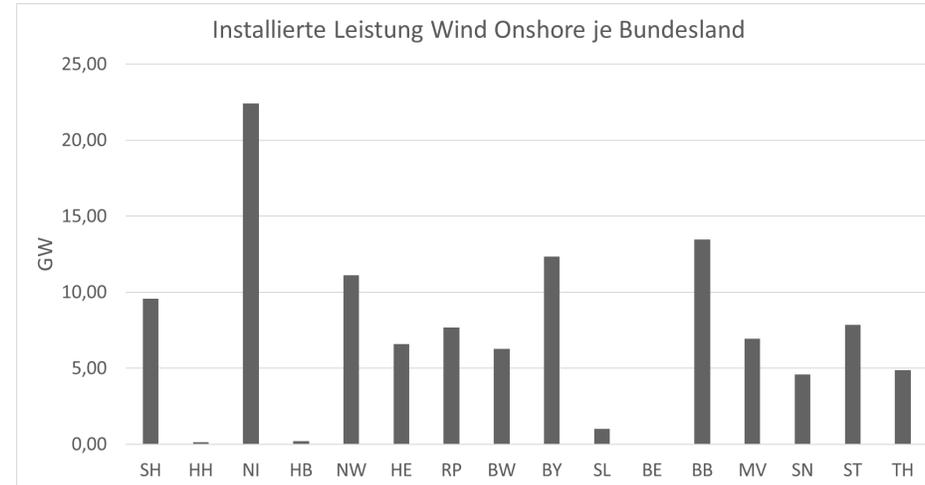
Erneuerbare Energien – Bundeslandmantelzahlen Wind Onshore

Bundesland	BA22 t+2 Installierte Leistung [MW]	LA30 WaLG Installierte Leistung [MW]	NEP23 C2037* Installierte Leistung [MW]
SH	7.828	9.571	10.903
HH	118	121	121
NI	11.726	22.411	21.687
HB	186	199	198
NW	7.023	11.117	11.404
HE	2.393	6.580	7.705
RP	3.964	7.666	7.667
BW	1.776	6.272	5.916
BY	2.599	12.324	9.385
SL	513	1.006	884
BE	18	28	37
BB	8.289	13.454	17.369
MV	3.779	6.938	10.776
SN	1.189	4.601	4.894
ST	5.115	7.856	13.972
TH	1.932	4.857	7.081
Summe	58.449	115.000	130.000

* Szenariorahmenentwurf NEP23

**Bestand zzgl. bereits genehmigter Anlagen

*** Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030, von: Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltrecht, Bosch & Partner, 5/2022



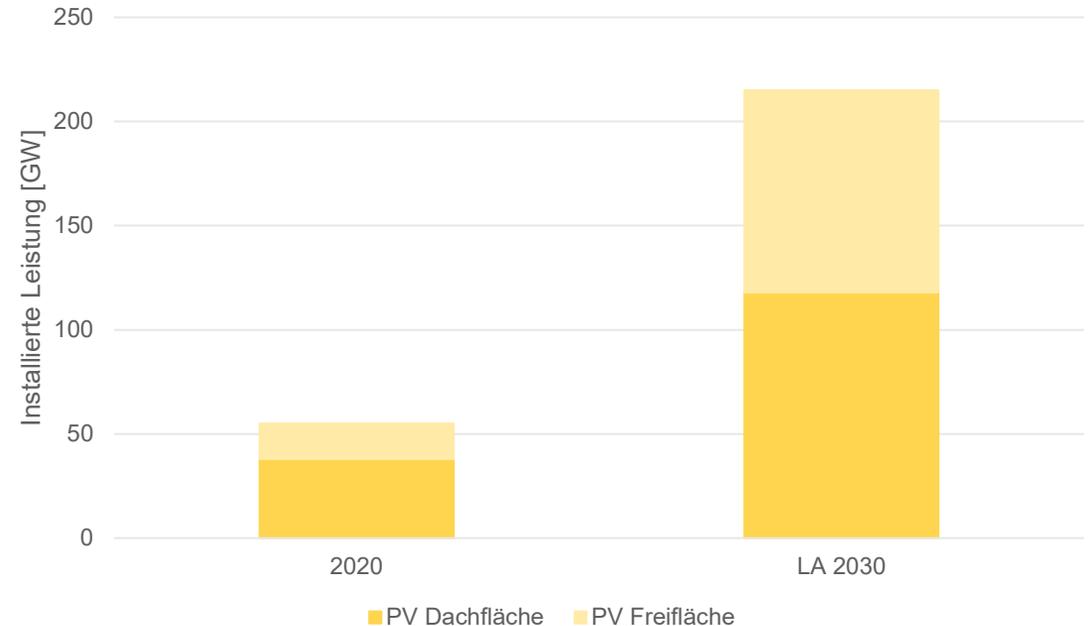
Methodisches Vorgehen entsprechend SR-Entwurf zum NEP23:

- Ausgehend von einem Kurzfriststützpunkt** erfolgt die Verteilung des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer zunächst basierend auf der relativen Verteilung des Flächenpotenzials nach BMWK Studie*** gemäß Szenario Windhöffigkeit B
- Für jedes Bundesland wird gemäß des Ziels für die Flächenverfügbarkeit für 2030 auf Basis des Szenarios „Windhöffigkeit B enge Grenze 2026“ eine Obergrenze bestimmt, ab der der weitere Zubau abgeschwächt erfolgt

Erneuerbare Energien – Aufteilung PV Freifläche/Dachfläche

Aufteilung des Zubaus von PV-Anlagen:

- Entsprechend der Methodik aus dem Szenariorahmenentwurf zum NEP23 erfolgt der Zubau von PV-Anlagen ausgehend vom Bestand je hälftig auf PV-Freiflächen und PV-Dachflächen
- In der Vergangenheit deutlich mehr PV Dachflächen als Freiflächen (ca. $\frac{3}{4}$ zu $\frac{1}{4}$)
- In Zukunft wird mit einem Anstieg des Freiflächenanteils gerechnet, Gründe sind u.a.:
- Geringerer Installationsaufwand bei Freiflächen-Anlagen
- Trend zu größeren PV-Parks außerhalb des EEG
- Begrenzte Kapazitäten für Installation und Montage von Aufdach-Anlagen
- Für PV-Freiflächen erfolgt zunächst eine vorgelagerte Allokation der inst. Leistung auf Bundeslandebene (siehe nächste Folie)
- Die Regionalisierung für PV-Aufdach-Anlagen ergibt sich unmittelbar aus der kleinräumigen Zubaumodellierung (basierend auf einer Bestands- und Potenzialanalyse) → wird durch Dienstleister (Fraunhofer IEE) durchgeführt

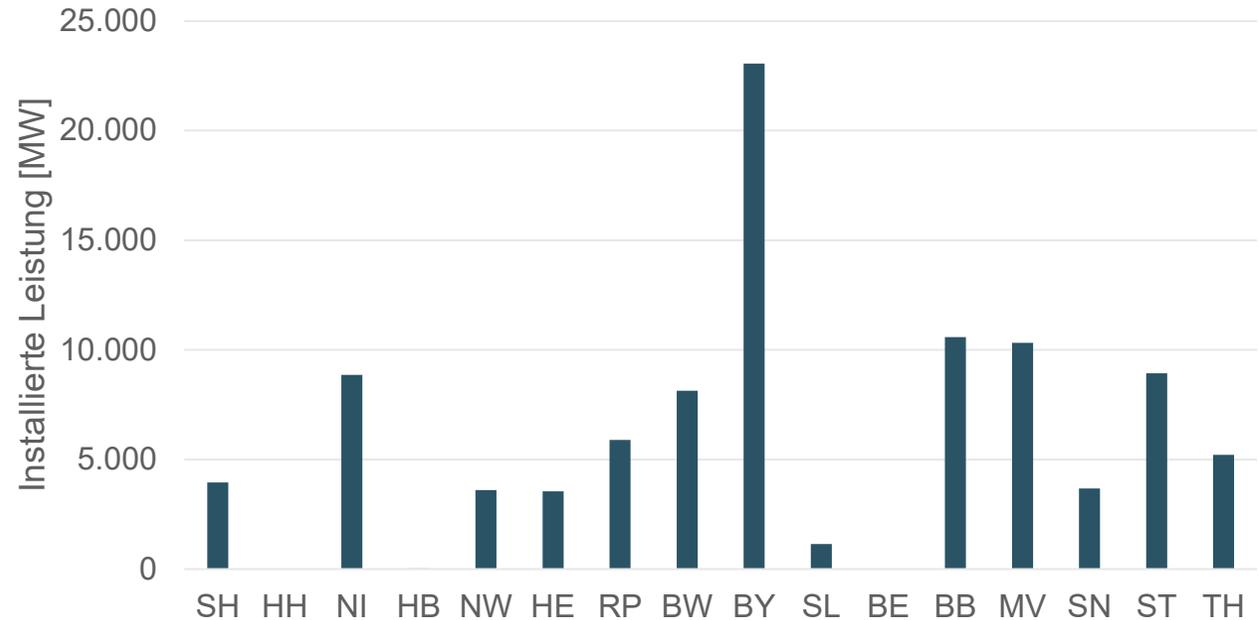


[GW]	Bestand 2020	LA 2030	NEP23 C2037*
PV Freifläche	17	97	149
PV Dachfläche	38	118	171
PV gesamt	55	215	320

* Szenariorahmenentwurf NEP23

Erneuerbare Energien – Bundeslandmantelzahlen PV Freifläche

Bundesland	BA22 t+2 Installierte Leistung [MW]	LA2030 Installierte Leistung [MW]	NEP23 C2037* Installierte Leistung [MW]
SH	1.047	3.959	6.022
HH	2	15	27
NI	759	8.855	15.858
HB	1	28	52
NW	443	3.605	6.266
HE	578	3.554	5.931
RP	867	5.892	9.974
BW	1.004	8.135	13.969
BY	7.489	23.062	32.800
SL	390	1.152	1.549
BE	4	10	15
BB	4.891	10.587	14.542
MV	2.714	10.322	15.617
SN	1.718	3.678	5.163
ST	2.907	8.928	12.767
TH	1.103	5.220	8.449
Summe	25.917	97.000	149.000



Methodisches Vorgehen entsprechend SR-Entwurf zum NEP23:

- Ausgehend von einem Kurzfriststützpunkt** werden die Potenzialflächen je Bundesland ermittelt
- Die Gewichtung der Potenzialflächen wird anhand des durchschnittlichen Ertrags von PV-Freiflächen-Anlagen in den Bundesländern so parametrisiert, dass Standorte mit einem höheren Ertrag stärker gewichtet werden

* Szenariorahmenentwurf NEP23

**Basierend auf EEG Mittelfristprognose 2022-2026

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Erneuerbare Energien – Wind Offshore (1/2)

UW Langname	Bundesland	Netzanbindungssystem m Langname	Netzanschlussystem	IBN	(Planungs-) Status	Nennleistung des Systems [MW]
Inhausen	NI	Nordergründe	NOR-0-2	2017	realisiert	111
Emden/Borßum	NI	Riffgat	NOR-0-1	2014	realisiert	113
Emden/Ost	NI	DoIWin5	NOR-1-1	2024	In Bau	900
Hagermarsch	NI	alpha ventus	NOR-2-1	2009	realisiert	62
Dörpen/West	NI	DoIWin1	NOR-2-2	2015	realisiert	712
Dörpen/West	NI	DoIWin3	NOR-2-3	2018	realisiert	850
Dörpen/West	NI	DoIWin2	NOR-3-1	2016	realisiert	916
Hanekenfähr	NI	DoIWin4	NOR-3-2	2028	geplant	900
Emden/Ost	NI	DoIWin6	NOR-3-3	2023	In Bau	900
Büttel	SH	HelWin1	NOR-4-1	2015	realisiert	576
Büttel	SH	HelWin2	NOR-4-2	2015	realisiert	645
Büttel	SH	SylWin1	NOR-5-1	2014	realisiert	864
Diele	NI	BorWin1	NOR-6-1	2010	realisiert	400
Diele	NI	BorWin2	NOR-6-2	2015	realisiert	769
Hanekenfähr	NI	BorWin4	NOR-6-3	2028	geplant	900
Garrel/Ost	NI	BorWin5	NOR-7-1	2025	In Bau	900
Büttel	SH	BorWin6	NOR-7-2	2027	In Bau	980
Emden/Ost	NI	BorWin3	NOR-8-1	2019	realisiert	900
Wehrendorf	NI	BalWin1	NOR-9-1	2029	geplant	2.000
Wilhelmshaven 2	NI	BalWin3	NOR-9-2	2029	geplant	2.000

Erneuerbare Energien – Wind Offshore (2/2)

UW Langname	Bundesland	Netzanbindungssystem Langname	Netzanschlussystem	IBN	(Planungs-) Status	Nennleistung des Systems [MW]
Unterweser	NI	BalWin4	NOR-9-3	2029	geplant	2.000
Westerkappeln	NW	BalWin2	NOR-10-1	2030	geplant	2.000
SR Heide	SH	LanWin3	NOR-11-1	2030	geplant	2.000
Wilhelmshaven 2	NI	LanWin4	NOR-11-2	2031	geplant	0
Unterweser	NI	LanWin1	NOR-12-1	2030	geplant	2.000
SR Heide	SH	LanWin2	NOR-12-2	2030	geplant	1.500
SR Rastede	NI	LanWin5	NOR-13-1	2031	geplant	0
Lubmin	MV	Ostwind 1	OST-1-1	2018	realisiert	250
Lubmin	MV	Ostwind 1	OST-1-2	2019	realisiert	250
Lubmin	MV	Ostwind 1	OST-1-3	2019	realisiert	245
Stilow	MV	Ostwind 3	OST-1-4	2026	geplant	300
Lubmin	MV	Ostwind 2	OST-2-1	2023	In Bau	247
Lubmin	MV	Ostwind 2	OST-2-2	2023	In Bau	250
Lubmin	MV	Ostwind 2	OST-2-3	2024	In Bau	226
Stilow	MV	Ostwind 4	OST-2-4	2030	geplant	1.000
Bentwisch	MV	Baltic 1	OST-3-1	2011	realisiert	48
Bentwisch	MV	Baltic 2	OST-3-2	2015	realisiert	288
SR Sanitz	MV	Gennaker	OST-6-1	2028	geplant	1.000
SR Papendorf	MV	Testfeld	OST-T-1	2028	geplant	0

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

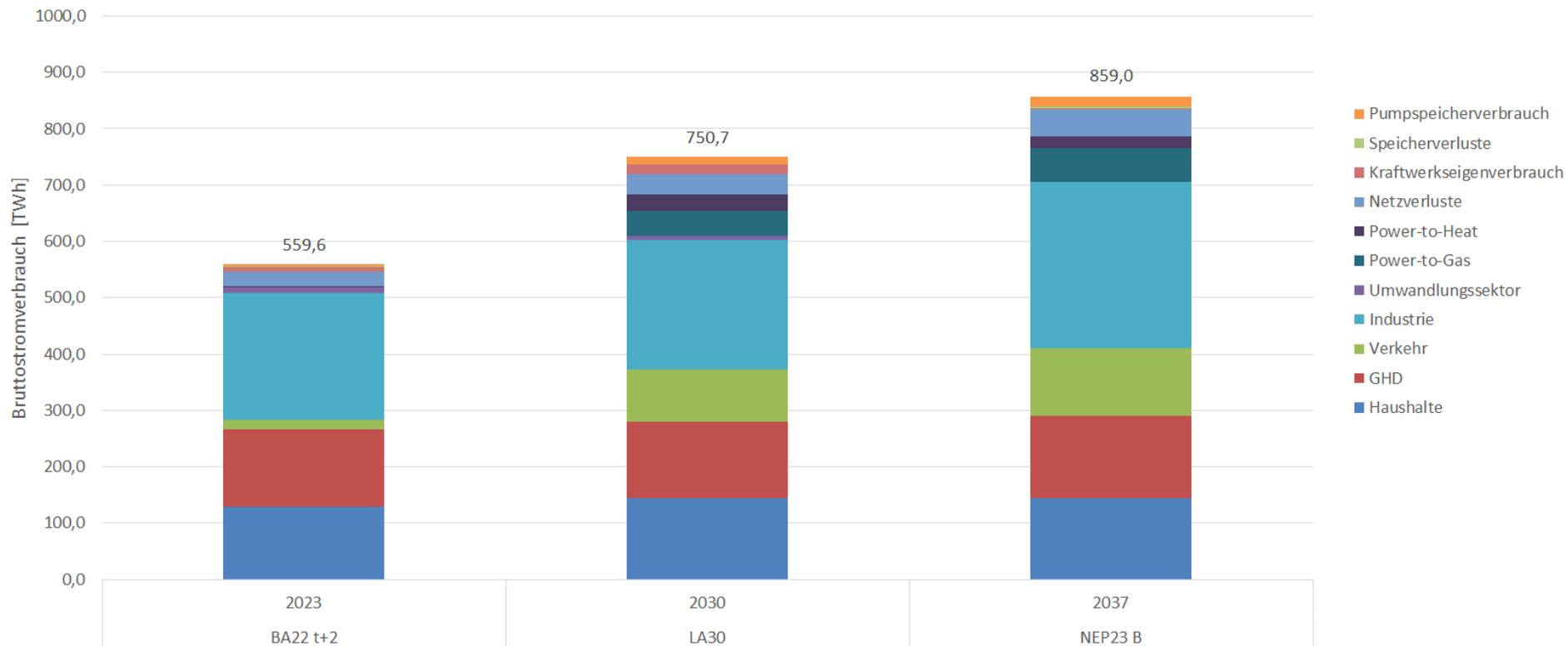
Kostenkomponenten

Herleitung Stromverbrauch - Leitgedanken

- Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:
 - konventionellem Stromverbrauch (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
 - darunter Mehrverbrauch durch bekannte Projekte (Industrie und GHD u.a. Rechenzentren)
- Power-to-Wasserstoff * (Herstellung an Industriestandorten -onsite; sowie an Standorten ohne Industrie - offsite)
- Elektromobilität (PKW, Leichte und schwere Nutzfahrzeuge, Oberleitungs-LKW)
- Power-to-Heat (Haushaltswärmepumpen und für die Fernwärmeerzeugung Großwärmepumpen und Elektrodenheizer)
- Netzverluste VNB und Netzverluste ÜNB
- Kraftwerkseigenverbrauch (konventionelle KW und EE) und Speicherverluste (Pumpspeicher, Batteriespeicher)

Stromverbrauch in 2030

Übersicht des Bruttostromverbrauchs im Vergleich zur BA22 und dem Szenariorahmenentwurf NEP23 B2037



Stromverbrauch in 2030 (1/2)

Übersicht des Bruttostromverbrauchs im Vergleich zur BA22 und dem Szenariorahmenentwurf NEP23 B2037

Stromverbrauch in TWh	BA22 t+2	LA30	B 2037
Private Haushalte	128,7	144,4	144,4
davon aus Gerätebestand	123,7	119,2	114,3
davon aus Haushaltswärmepumpen	5,0	25,2	30,1
GHD	138,2	135,0	152,9
davon aus Gerätebestand	132,7	114,9	115,1
davon aus Wärmepumpen	0,0	7,9	6,3
davon aus neuen Großverbrauchern	5,5	12,2	31,5
Industrie	223,5	230,2	296,0
davon aus Gerätebestand	221,0	215,5	219,0
davon aus neuen Großverbrauchern	2,5	14,7	77,0
Verkehr	17,1	93,2	118,7
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	3,4	77,1	106,2
davon aus Schienenverkehr	13,7	16,1	12,5
Umwandlungssektor	10,3	7,0	0,0

Stromverbrauch in 2030 (2/2)

Übersicht des Bruttostromverbrauchs im Vergleich zur BA22 und dem Szenariorahmenentwurf NEP23 B2037

Stromverbrauch in TWh	BA22 t+2	LA30	B 2037
Elektrolyse (1)	0,8	44,9	60,3
davon Onsite	0,8	39,0	43,7
davon Offsite	0,0	5,9	16,6
Fernwärmeerzeugung (1)	0,9	29,2	20,9
davon aus Elektrodenkessel	0,9	8,1	8,0
davon aus Großwärmepumpen	0,0	21,1	12,9
Netzverluste	26,6	35,1	47,4
davon Verteilnetzverluste	17,4	17,4	17,4
davon Übertragungsnetzverluste (2)	9,2	17,7	30,0
Kraftwerkseigenverbrauch (1)	9,1	16,7	2,0
Pumpstromverbrauch (1)	4,4	15,0	16,4
Bruttostromverbrauch (1,2,3)	559,6	750,7	858,9

¹Ergebnis der Marktsimulation
²Ergebnis der Netzberechnung
³Definition des Bruttostromverbrauchs inkl. Pumpspeicherverbrauch

Stromverbrauch in 2030

Bekannte Projekte neuer Großverbraucher

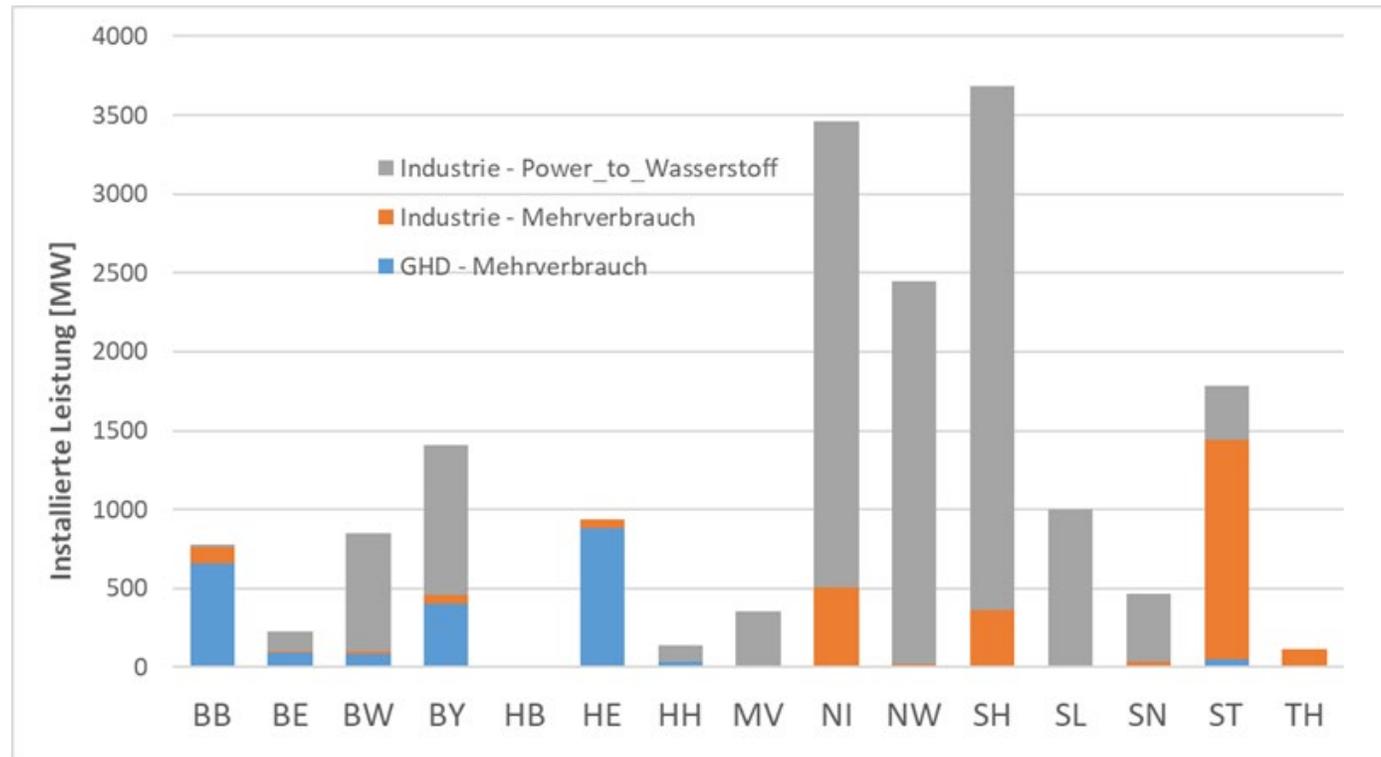
- In der LA 2030 werden den ÜNB bekannte neue Verbraucher berücksichtigt
- Das umfasst sowohl Industrie- und GHD-Mehrverbrauch als auch bekannte Power-to-Wasserstoff Projekte

Großverbraucher in LA2030	Nennlast [GW]
GHD	2,2
davon GHD	0,1
davon IT	2,1
Industrie (ohne PtW)	2,7
Power to Wasserstoff	12,8
davon PtW_offsite	3,4
davon PtW_onsite	9,4
Summe	17,7

Stromverbrauch in 2030

Bekannte Projekte neuer Großverbraucher

- In der LA 2030 werden den ÜNB bekannte neue Verbraucher berücksichtigt
- Das umfasst sowohl Industrie- und GHD-Mehrverbrauch als auch bekannte Power-to-Wasserstoff Projekte



Modellierung von dezentralen Flexibilitäten (E-Mob, PV-Speicher und Wärmepumpen) erfolgt marktorientiert – nach NEP-Methodik

Im Szenariorahmenentwurf NEP23 werden zwei unterschiedliche Ansätze zur Modellierung von dezentralen Flexibilitäten diskutiert.

- Marktorientiert: Hierbei erfolgt der Einsatz der Flexibilität so, dass Last und Erzeugung in Deutschland weitestgehend ausgeglichen werden. Dies führt zur Glättung der Residuallast in DE
- Netzorientiert: Hierbei erfolgt der Einsatz der Flexibilitäten so, dass Last und Erzeugung auf Verteilnetzebene weitestgehend ausgeglichen werden. Dies entspricht einer lokalen Glättung der Residuallast

Für die LA 2030 wird der marktorientierte Ansatz gewählt, da:

- Das BMWK von einer „vollen Marktintegration“ der Flexibilität bis 2030 ausgeht
- Die Umsetzung bis 2030 wahrscheinlich erscheint, da weniger Koordinationsaufwand erforderlich sein wird
- Durch den marktorientierten Ansatz höhere innerdeutsche Transportbedarfe erwartet werden, was eine Erhöhung der Netzauslastung bewirkt und damit kritischere Netzsituationen in der LA2030 untersucht werden können

Modellierung von DSM-Flexibilitäten und Großbatteriespeichern

- Gemäß den Annahmen des BMWK sollen steuerbare Flexibilitäten modelliert werden
 - Neben Power-to-Gas und Power-to-Heat umfasst dies DSM (Demand-Side-Management) und Großbatteriespeicher
- Die DSM-Kapazitäten (5 GW) werden gemäß der, von den ÜNB 2021 beauftragten, Lastmanagementstudie¹ regionalisiert und kostenbasiert im Markt eingesetzt
- Kleinbatteriespeicher (38,9 GW) mit 2h Kapazität werden gemäß NEP-Methodik im Markt wie Pumpspeicherkraftwerken modelliert
- Großbatteriespeicher (3,2 GW) mit 2h Kapazität werden gemäß NEP-Methodik im Markt wie Pumpspeicherkraftwerken modelliert

Steuerbare Flexibilität	2030[GW]
DSM in Industrie/GHD	5,0
Kleinbatteriespeicher (2h Kapazität)	38,9
Großbatteriespeicher (2h Kapazität)	3,2

¹[Regionale Lastmanagementpotenziale DE \(netzentwicklungsplan.de\)](https://www.netzentwicklungsplan.de)

Modellierung von Power-to-Gas und Power-to-Heat

Methodik analog zu NEP23 Voranalysen auf Basis des Szenariorahmenentwurfs:

- Elektrolyseure, die einen Wasserstoffbedarf vor Ort decken müssen (Onsite-Elektrolyseure) werden in Abhängigkeit der Residuallast parametrisiert, sodass sie eine VLS-Vorgabe (3750h) treffen
- Offsite-Elektrolyseure müssen keinen direkt H₂-Bedarf decken und werden daher strompreisabhängig im Markt eingesetzt
- Verortung auf Basis der bekannten, hinreichend konkreten Anfragen, die über die VNB gemeldet wurden bzw. den ÜNB direkt gemeldet wurden

Power-to-Heat Modellierung auf Basis der NEP23 Fernwärmestudie¹:

- Verortung auf Basis der NEP23 Fernwärmestudie¹ und der bekannten Kraftwerksstandorte
- Parametrierung der P2H-Verfügbarkeiten zur kostengünstigsten Wärmebedarfsdeckung je Wärmenetz mithilfe des KWK-Tools
- Einsatz im Marktmodell abhängig von Verfügbarkeit, Grenzkosten und Strompreis
- Geschätzte Volllaststunden von Großwärmepumpen (2400h) und E-Kessel (800h)

Steuerbare Flexibilität	2030 [GW]
Elektrolyseure	12,8
E-Kessel (Öffentliche Wärme und Industrie)	10,1
Großwärmepumpen (Öffentliche Wärme und Industrie)	8,8

¹ [Wärmenetze \(netzentwicklungsplan.de\)](https://www.netzentwicklungsplan.de)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

NTC

Marktsimulation - Bestimmung von Handelskapazitäten

- Die NTCs aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2022 mit dem Zieljahr 2030 bilden die Hauptquelle für die Langfristanalyse
- In die Modellierung der Grenzsituation des Starkwind/Starklast-Falls (GS SW/SL) fließen folgende Randbedingungen ein:
 - Berücksichtigung der in 2021 im Zuge der BA 2022 gemeldeten NTC-Werte der ausländischen TSO mittels Deltabetrachtung
 - Deltabetrachtung: Unterschied zwischen JL und GS der BA 2022 wird auf 2030 übertragen
 - Beschränkung der nordischen und britischen HGÜs in DE-Importrichtung (Skandinavien/GB → DE) werden in der Grenzsituation auf 70% eingeschränkt¹
- Beschränkung von ALEGrO (DE-BE) in Ex- als auch in Importrichtung auf 70 %²
- Für die Grenzsituation Import (GS Import) werden die Handelskapazitäten nicht eingeschränkt, um kritische Importsituationen zuzulassen

(1) Grund ist die Annahme, dass in Situationen mit hoher Netzbelastung in DE nur die mindestens nach CEP freizugebenden Kapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden, da höhere Importe aus Skandinavien und Großbritannien den RD-Bedarf steigern würden.

(2) Annahme: ALEGrO besitzt im Gegensatz zu den HGÜ-Verbindungen zwischen DE und Skandinavien keine eindeutige entlastende oder belastende Wirkung.

NTC

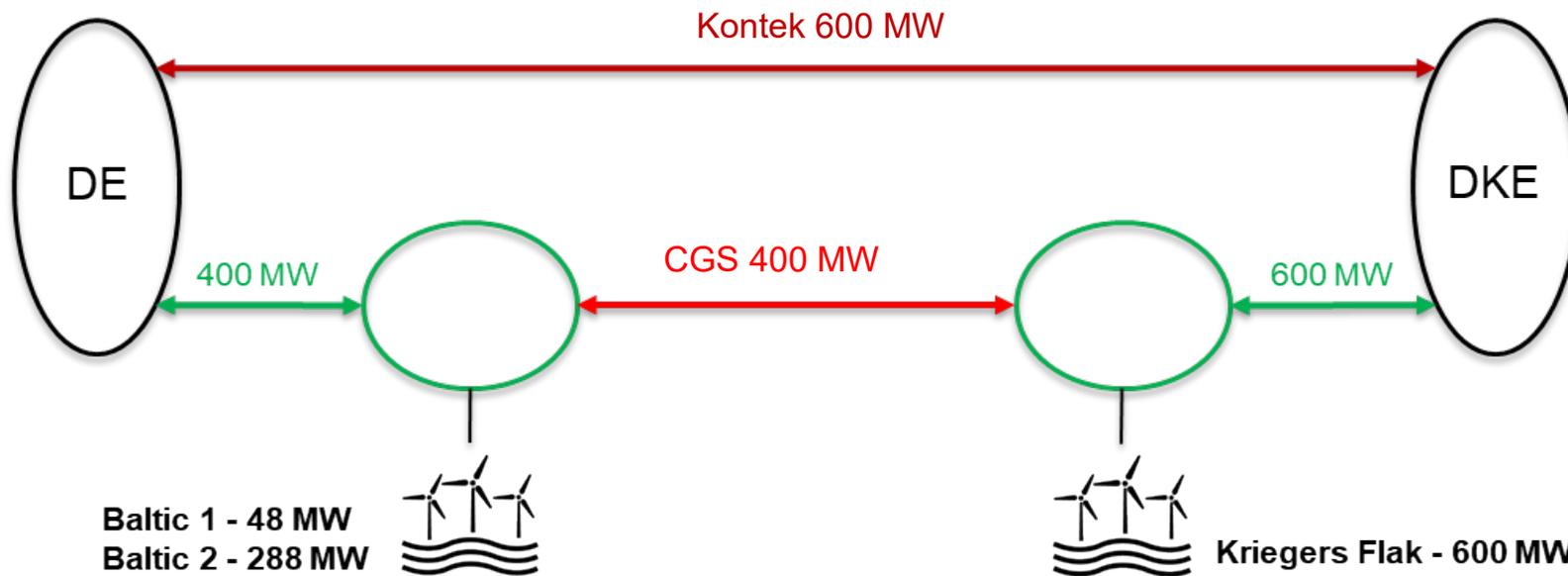
Marktsimulation – NTC in Jahreslauf und Grenzsituationen

Grenze	Handelskapazitäten [MW]			Bemerkung
	JL	GS SW/SL	GS Import	
AT-DE	7500	7500	7500	NTC
CH-DE	5200	5200	5200	NTC
CZ-DE	3000	3000	3000	NTC
DE-AT	7500	7500	7500	NTC
DE-CH	3300	3300	3300	NTC
DE-CZ	3000	2200	3000	NTC
DE-DKW	3500	3500	3500	NTC
DE-FR	4800	4800	4800	NTC
DE-LU	999999	999999	999999	DE/LU einheitliches Marktgebiet
DE-NL	5000	3718	5000	NTC
DE-PL	2000	1800	2000	NTC
DKW-DE	3500	3500	3500	NTC
FR-DE	4800	4800	4800	NTC
LU-DE	999999	999999	999999	DE/LU einheitliches Marktgebiet
NL-DE	5000	3718	5000	NTC
PL-DE	3000	400	3000	NTC
BE-DE1	1000	700	1000	Alegro
DKE-DE1	600	420	600	Kontek
DKE-DE2	400	280	400	Combined Grid Solution
GB-DE1	1400	980	1400	NeuConnect
NO-DE1	1400	980	1400	Nordlink
SE-DE1	615	430,5	615	Baltic Cable
SE-DE2	700	490	700	Hansa Power Bridge

NTC

Marktsimulation - Abbildung Combined Grid Solution (CGS)

- Das Prinzip der sogenannten Combined Grid Solution (CGS) ist, dass freie Kapazitäten auf dem Kabel zum Offshore Windpark Kriegers Flak für den Handel zwischen DKE und DE genutzt werden können.
- Die Handelskapazität ergibt sich in Abhängigkeit der Windeinspeisung.



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

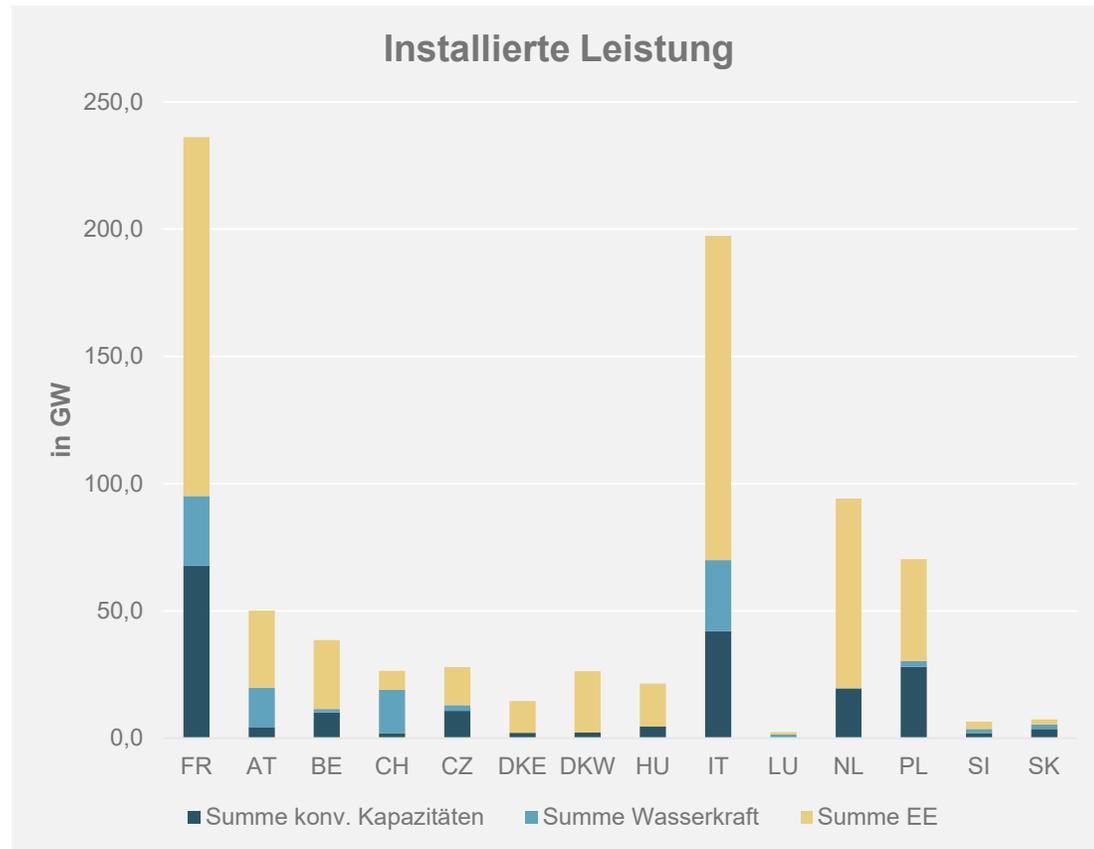
NTC

Europa

Kostenkomponenten

Europa

Distributed Energy 2030



- Abbildung des europäischen Auslands basiert auf dem Distributed Energy 2030 Szenarios des TYNDP 2022
 - Szenario wurde durch einen Top-Down-Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G erstellt
- Ziel dieses Ansatzes ist die Reduktion der EU-weiten Emissionen um mindestens 55 % bis 2030
 - Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Technologien mit dem Ziel einer europäischen Energieautonomie (im Vergleich zum Global Ambition Szenario des TYNDP 2022)
 - Umsetzung erfolgt durch einen maximalen Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien besonders auf lokaler Ebene

Europa

Marktsimulation - Installierte Leistungen 2030

2030 installierte Leistung in GW	FR	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	0,5	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	1,2	0,8	0,1	0,0	0,0	3,3	2,3	0,0	0,0
Kernenergie	57,4	0,0	0,0	1,2	4,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,7
Erdgas	7,4	3,1	8,7	0,0	2,2	0,3	1,0	2,4	35,6	0,0	12,0	4,7	0,4	0,6
Mineraloelprodukte	1,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,6	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0**	0,0**	0,0	0,1
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	1,6	1,0	0,8	0,6	1,5	0,0	0,0	0,7	6,4	0,1	1,8	7,3	0,2	0,1
Summe konv. Kapazitäten	67,7	4,2	10,1	1,8	10,7	2,1	2,1	4,5	41,9	0,1	17,6	21,7	1,9	3,6
Pumpspeicher	3,8	6,1	1,2	12,9	1,2	0,0	0,0	0,0	12,1	1,3	0,0	1,5	0,2	0,9
Speicherwasser	10,0	2,5	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
Schwellwasser	1,1	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2
Laufwasser	12,5	5,6	0,1	4,2	0,4	0,0	0,0	0,1	6,2	0,0	0,0	0,5	1,0	0,6
Summe Wasserkraft	27,4	15,6	1,4	17,1	2,3	0,0	0,0	0,1	28,0	1,4	0,0	2,3	1,7	1,8
Wind_Onshore	44,6	11,1	5,2	1,2	4,4	2,3	3,7	4,9	26,9	0,3	9,5	22,1	0,2	0,4
Wind_Offshore	9,0	0,0	4,2	0,0	0,0	3,6	9,6	0,0	8,0	0,0	14,0	7,1	0,0	0,0
PV	85,0	18,6	17,1	5,9	9,9	6,5	10,7	11,1	87,9	0,5	50,4	9,4	2,5	1,2
Sonstige_EE	2,4	0,6	0,5	0,4	0,7	0,0	0,1	0,8	4,7	0,1	0,6	1,4	0,1	0,4
Summe EE	141,0	30,3	27,1	7,5	14,9	12,4	24,1	16,9	127,5	0,9	74,5	40,0	2,8	2,0
Summe Gesamt	236,1	50,1	38,5	26,4	27,9	14,5	26,3	21,4	197,4	2,3	92,1	64,0	6,4	7,4

* Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet

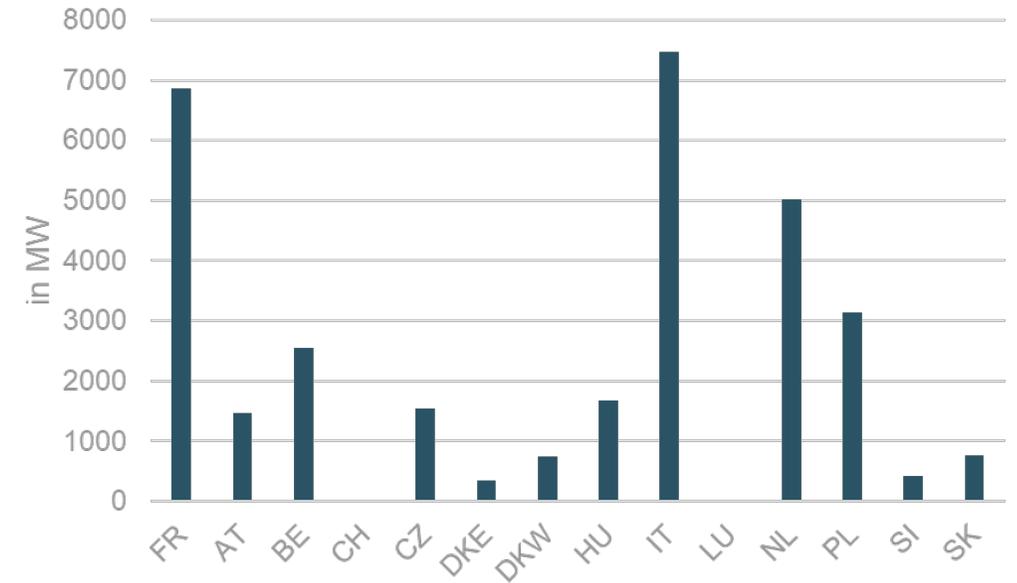
** Kraftwerke für die Versorgungssicherheit durch ENTSO-E eingerechnet – diese wurden in Höhe von 8,1 GW (NL, PL) herausgerechnet, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Europa

Power-to-Gas Anlagen im Ausland

- Betriebsweise der Power-to-Gas Anlagen im Ausland:
- Gleiche Betriebsweise wie inländischen Offsite Power-to-Gas Anlagen, die keinen Wasserstoffbedarf vor Ort decken müssen und daher angebotsorientiert betrieben werden
- P2G Einsatz wird gemäß Grenzkosten im Marktmodell ermittelt und kann dadurch flexibilisiert erfolgen
- Analoges Vorgehen zum NEP23 Vorgehen auf Basis des Szenariorahmenentwurfs

Installierte Leistung von Power-to-Gas Anlagen im Ausland



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.3. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Kostenannahmen

- Die Quellen für CO₂-Zertifikate, Erdgas, Steinkohle und Mineralöl basieren auf dem WEO 2021 mit den Szenarien Announced Pledges (Brennstoffe) und Net Zero (CO₂-Preis).
- Für Braunkohle und Kernbrennstoff werden die Kostenkomponenten aus den Bedarfsanalysen angesetzt.
- Die Brennstoffpreise sind als Festpreise zu verstehen. Im Strommarktmodell werden konstante Preise, also reale Preise, verwendet.
- Auf der folgenden Seite werden die Kostenkomponenten mit den Annahmen der aktuellen gesetzlichen Prozesse verglichen.

Eingangsdaten für LA2030 (V2022)

Kostenannahmen

Kostenkomponenten	Einheit	BA22 t+1 BP Sensi	BA22 t+2	2030 (TYNDP 2022 „Distributed Energy“) Einordnung aus NEP23 Szenariorahmenentwurf	LA2030	NEP23 Szenariorahmenentwurf A,B,C 2037
Mineralölprodukte	[EUR/MWh]	37,3	38,1	36,3	32,6	35,1
Erdgas	[EUR/MWh]	68,3	22,7	14,5	22,7	14,6
Steinkohle	[EUR/MWh]	12,1	7,1	7,1	9,8	6,9
Braunkohle	[EUR/MWh]	3,0	3,0	6,5	3,0	6,5
Kernenergie	[EUR/MWh]	1,4	1,4	1,7	1,4	1,7
CO2-Zertifikate	[EUR/t]	83,8	54,9	114	117,4	160,1

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. **Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling**

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

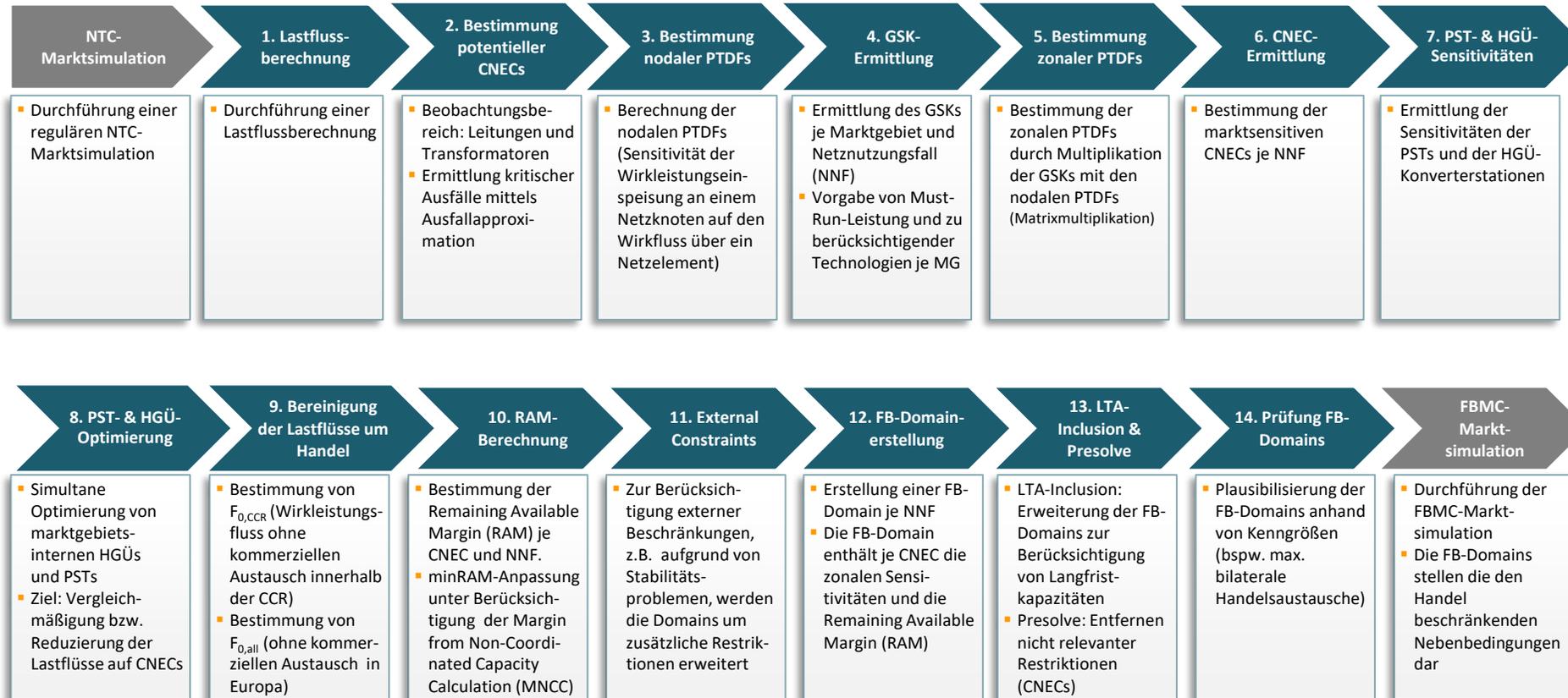
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Prozessablaufdiagramm



AMR - adjustment for minimum RAM, CCR - capacity calculation region, CNEC - critical network element and contingency, F_0 - flow per CNEC in the situation without commercial exchanges, F_{max} - maximum admissible power flow, FRM - flow reliability margin, GSK - generation shift key, LTA - long term allocation, MNCC - margin from non-coordinated capacity calculation, PTDF - power transfer distribution factor, R - minimum RAM factor, RAM - remaining available margin

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	FB-Region (CCR)	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	<ul style="list-style-type: none"> Go-live-Datum von Core-FBMC: 06/2022 LU, HR, RO: Abbildung über NTCs DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)
1.2	non-CCR-Marktgebiete	EU Mitgliedsstaaten: BG, DKE, DKW, ES, GR, HR, IT, LT, PT, RO, SE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, NO, RS	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.3	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTFD-Grenzwert: 7,5 %) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. Der PTFD-Grenzwert wird mit 7,5% anstelle von 5% angenommen, da durch die in Core geforderte ökonomische Effizienzanalyse CNECs entfallen könnten. (Annahme analog zur LA20 t+8)
1.4	minRAM-Faktoren	$R_{all} = 70\%$, $R_{CCR} = 20\%$	Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der FB-Region.
1.5	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq minRAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq minRAM_{CCR}$ mit: $minRAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$; $minRAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	
1.6	MNCC	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.7	FRM	Pauschal 10% von F_{max}	
1.8	GSK-Strategie	Core-Methodik erweitert um Residuallastabhängigkeit	Bei stark negativer Residuallast bzw. marktgetriebener EE-Abregelung werden Wind und PV im GSK berücksichtigt.
1.9	PSTs	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	<ul style="list-style-type: none"> Analog zur Core-Methodik „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.10	HGÜs	<ul style="list-style-type: none"> Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: Freigabe von 30% der Übertragungskapazität für den Markt Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und von 70% in den Grenzsituationen. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“. 	
1.11	External Constraints	Keine	Annahme: External Constraints entfallen bis 2030
1.12	LTAs	Abbildung der Langfristhandelskapazitäten: <ul style="list-style-type: none"> Beibehaltung des heutigen Kapazitätslevels (Summenwert aller LTAs; Stand 2022) Aufteilung der Langfristkapazitäten auf die Grenzen der FB-Region über einen Pro-Rata-Ansatz entsprechend der in 2030 bestehenden thermischen Interkonnektorkapazität 	Annahme: Die Umverteilung der Langfristkapazitäten erfolgt basierend auf den therm. Übertragungskapazitäten.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

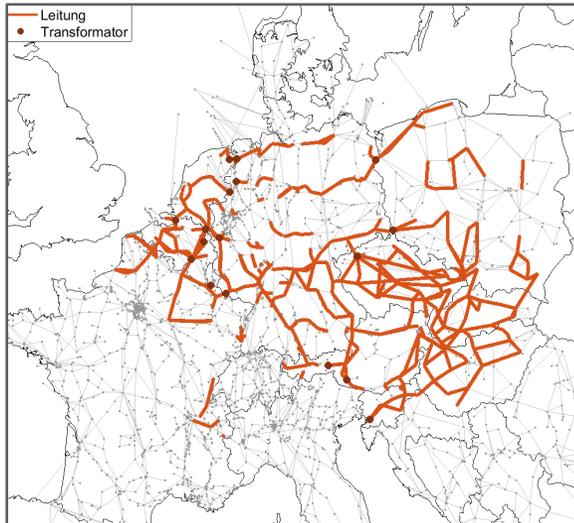
PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

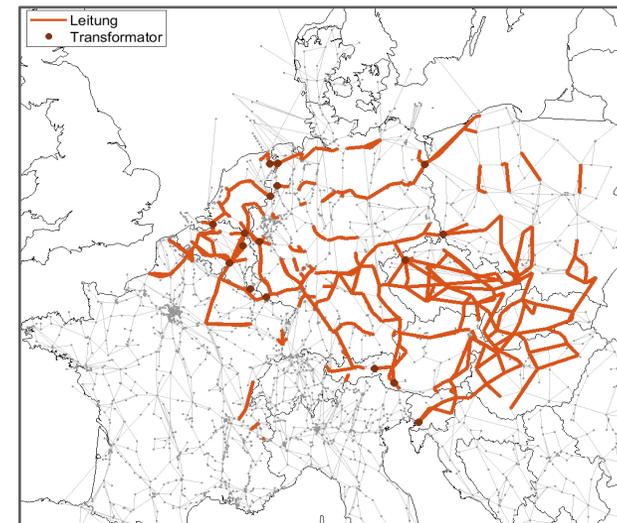
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Flow-Based-Region und CNECs

LA2030 Variante A Jahreslauf



LA2030 Variante A Grenzsituationen

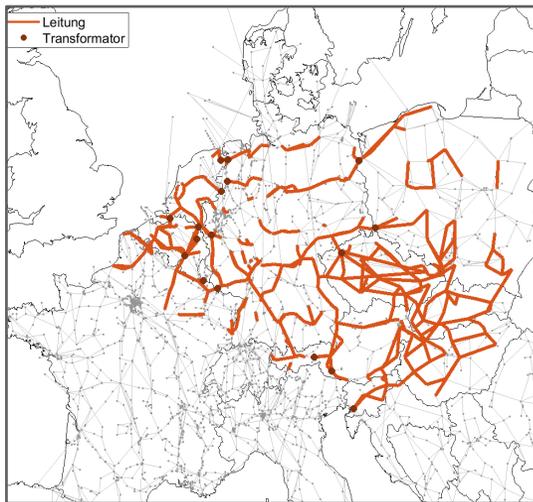


- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen und kritischen Ausfällen) berücksichtigt, die eine minimale Marktsensitivität (Zone-to-Zone-PTDF) aufweisen. Die in der Ausfallsituation zu erfüllende Mindestsensitivität beträgt für Grenzkuppelleitungen 0%, für interne Netzelemente 7,5%.

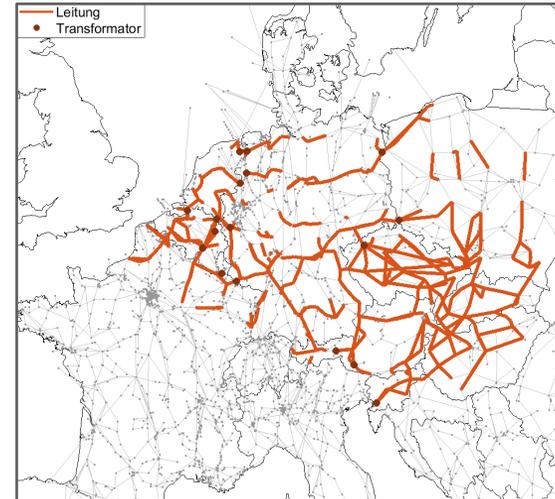
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Flow-Based-Region und CNECs

LA2030 Variante B Jahreslauf



LA2030 Variante B Grenzsituationen



- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen und kritischen Ausfällen) berücksichtigt, die eine minimale Marktsensitivität (Zone-to-Zone-PTDF) aufweisen. Die in der Ausfallsituation zu erfüllende Mindestsensitivität beträgt für Grenzkuppelleitungen 0%, für interne Netzelemente 7,5%.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

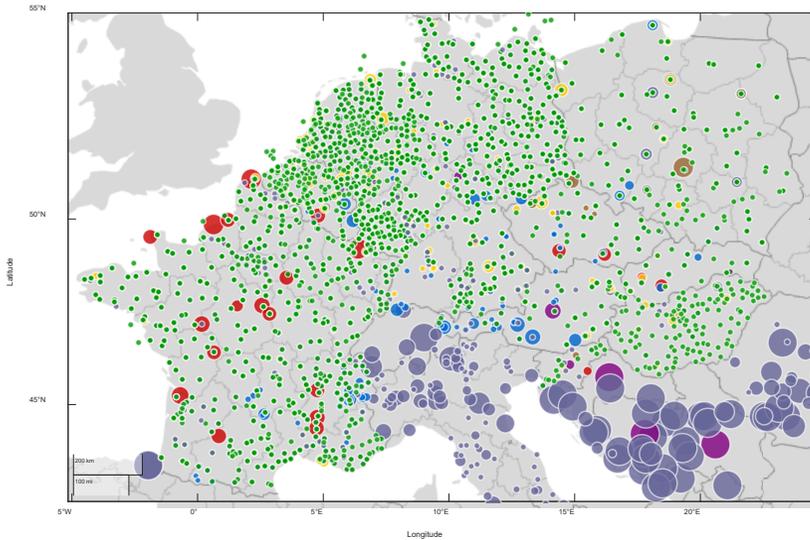
PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

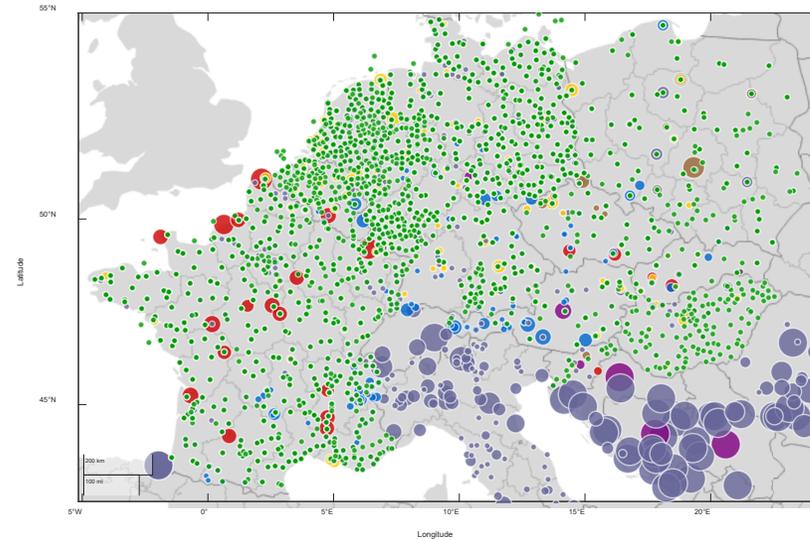
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Generation Shift Keys (GSK)

LA2030 Jahreslauf¹



LA2030 Grenzsituationen



- In der LA2030 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der Core-GSKs:
- Je Marktgebiet und Netznutzungsfall werden die im GSK zu berücksichtigenden Technologien sowie ein technologiespezifischer Gewichtungsfaktor vorgegeben.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben (z.B. aufgrund von KWK-Restriktionen) werden kraftwerksscharf bzw. blockscharf berücksichtigt.
- GSK-Strategie: Berechnung der GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit anteilig auf Basis von Höchst- und Mindestleistung (P_{\max} - P_{\min}).

¹Dargestellt ist die über das Jahr gemittelte Kraftwerksleistung, die bei der GSK-Bestimmung berücksichtigt wird (P_{akt} bzw. P_{\max} - P_{\min}).

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

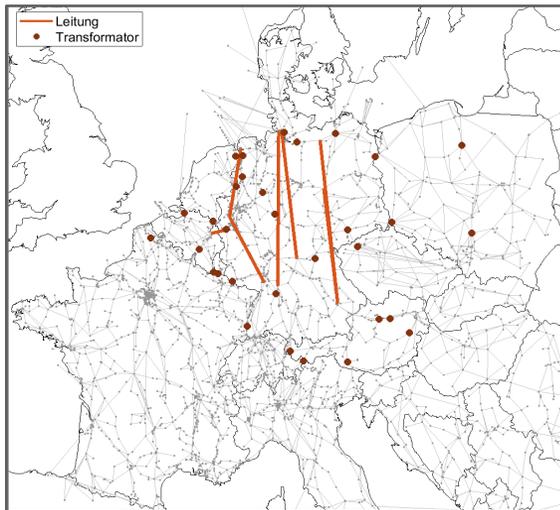
PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

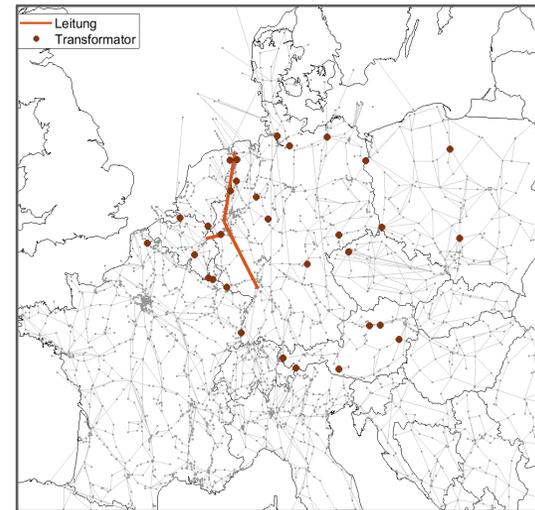
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

PSTs und HGÜs

LA2030 Variante A



LA2030 Variante B



- Der Einsatz von **PSTs** innerhalb der CCR wird im Rahmen der FB-Domainerstellung mit dem Ziel der Handelskapazitätserhöhung optimiert (non-costly Remedial Action Optimization – **nRAO**). Dabei werden ca. 30% des Stufungsbereichs jedes PST berücksichtigt.
- Die Abbildung des Einsatzes der **marktgebietsübergreifenden HGÜ** innerhalb der CCR erfolgt in der **FBMC-Marktsimulation** mittels der **Evolved Flow-Based** Methodik. Dabei werden im Jahreslauf 100% der Übertragungskapazität und in der Grenzsituation 70% der Kapazität berücksichtigt. Die **marktgebietsinternen HGÜs** werden analog zu den PSTs mit 30% ihrer Übertragungskapazität freigegeben.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.4. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

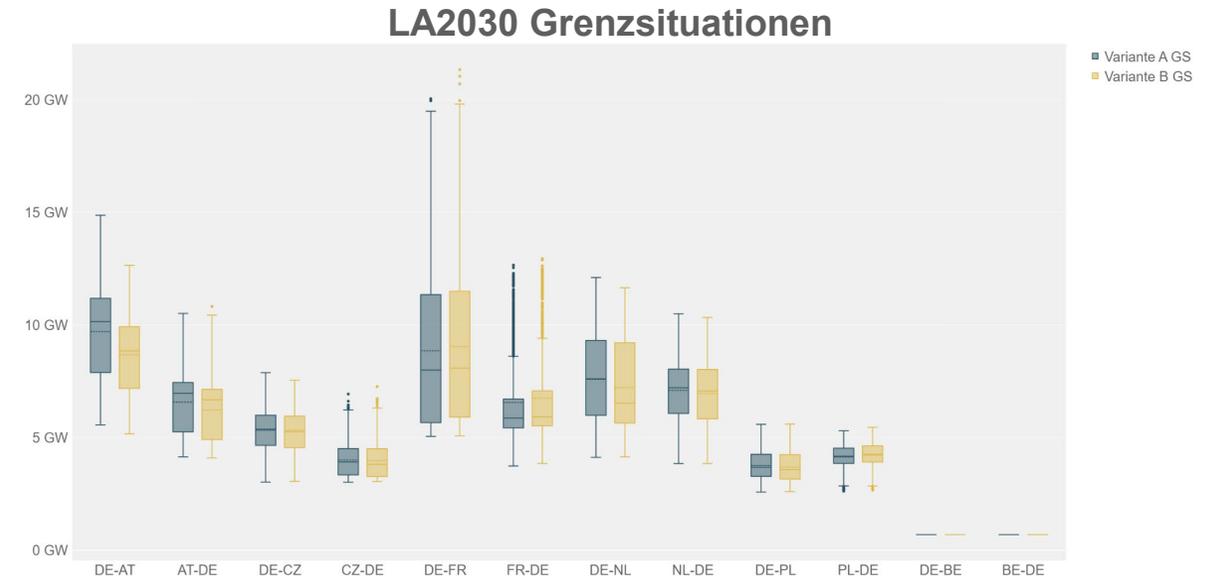
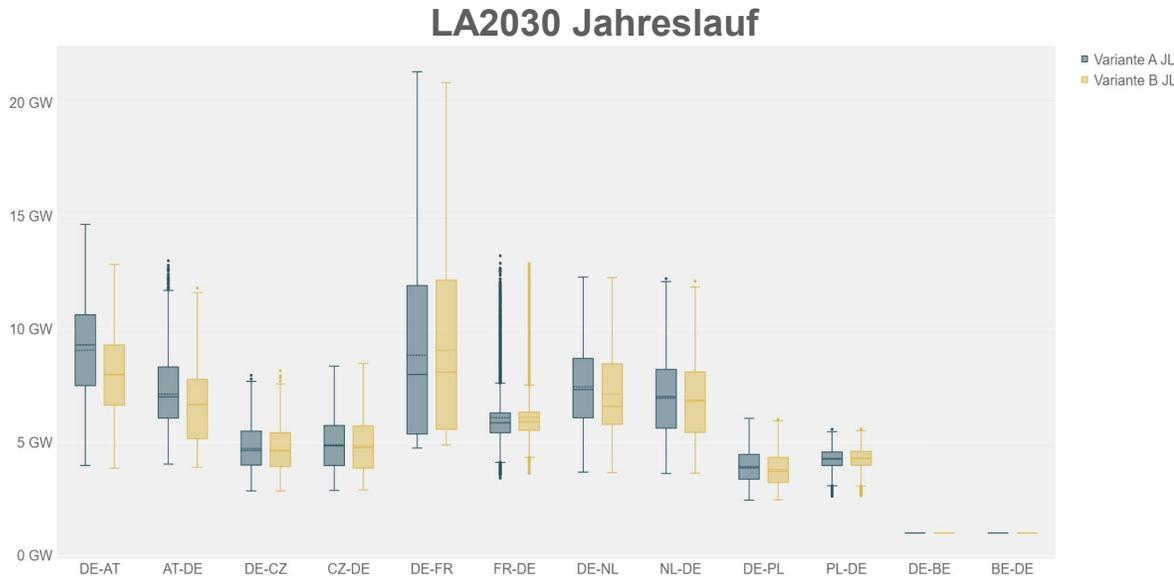
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Maximale bilaterale Austausch – DE-Grenzen



- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind.
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils die Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

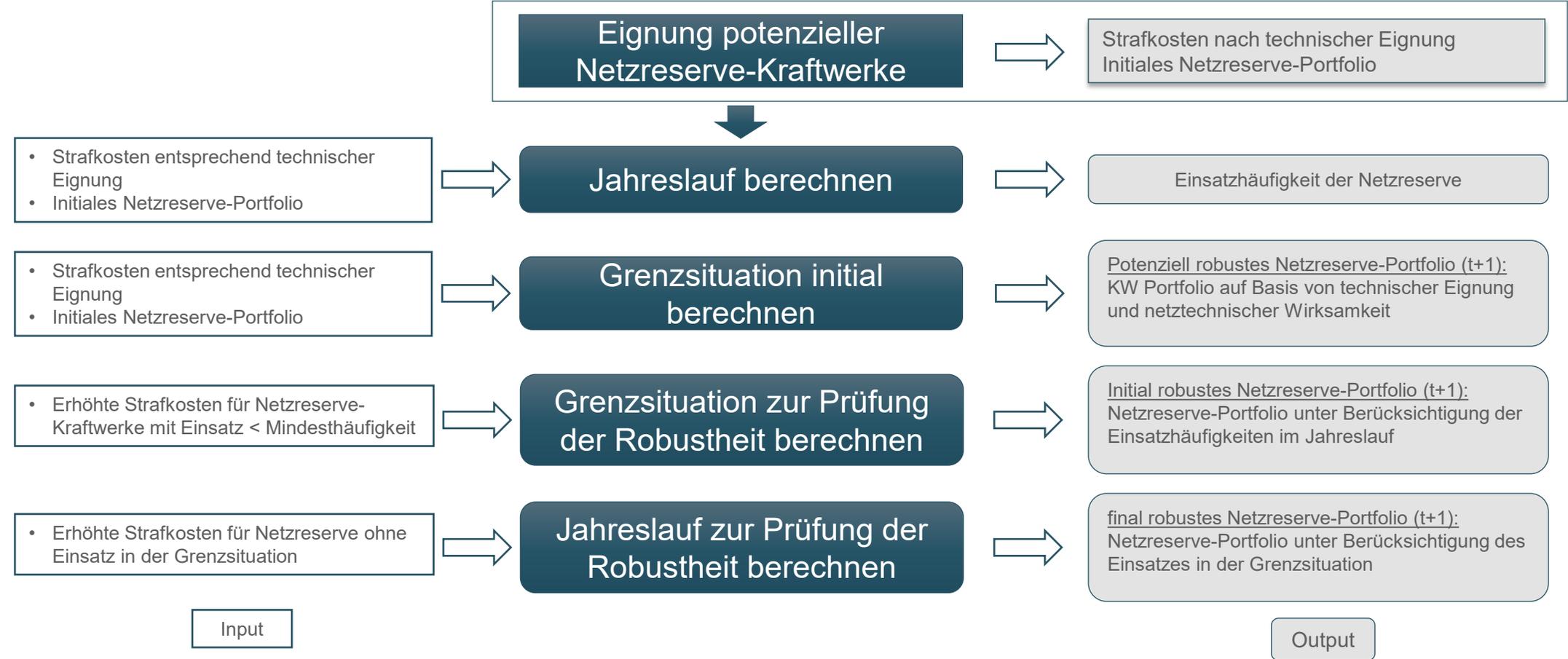
Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.5. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalysen

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke



Nichtverfügbarkeiten in Netzreserveportfolio

Methodik zur Auswertung der Auswirkungen durch die Nichtverfügbarkeit von (potenziellen) Netzreservekraftwerken

- Eine permanente und vollständige Verfügbarkeit der Netzreserve ist, aufgrund der betrieblichen Erfahrung, nicht realitätsnah. Daher wird, basierend auf der Auswertung betrieblicher Daten, von einer statistischen Verfügbarkeit von 77,8%, ausgegangen.
- Zur Bestimmung des kritischen Netznutzungsfalls innerhalb der synthetischen Woche wird mit vollverfügbarer Netzreserve gerechnet.
- Zusätzlich wird sowohl in der Grenzsituation (GS) als auch im Jahreslauf, basierend auf der Auswertung betrieblicher Daten, von einer statistischen Verfügbarkeit von 77,8%, ausgegangen.
- Die Ergebnisse werden ausgewertet mit Fokus auf:
 - Verlagerung des RD ins Ausland
 - Einsatz neuer Netzreserve KW im robusten Portfolio
- Die nachgerechneten Grenzsituationen können ggf. auf neue topologische Maßnahmen untersucht werden.

Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve – Ranking potenzieller Netzreservekraftwerke (I)

- Für die Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios wird neben der netztechnischen Wirksamkeit der potenziellen Netzreservekraftwerke auch die technische Eignung dieser potenziellen Kraftwerke herangezogen.
- Legitimationsgrundlage hierfür ist §3 Abs.2 NetzResV:
„Grundlage der Prüfung ist eine von den Betreibern von Übertragungsnetzen jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten auch im Hinblick auf deren technische Eignung für die Abwehr von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich ihrer Anfahrzeiten und ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten, ...“
- Zur Beurteilung der technischen Eignung werden Kriterien herangezogen, mit denen ein effizienter Einsatz der Netzreserve beurteilt werden kann. Diese betreffen:
 - Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB auf die Kraftwerke
 - Flexibilität und Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes
- Die Modellierung der technischen Eignung erfolgt über individuelle Strafkostenterme in der Zielfunktion der Redispatch-Optimierung. Technisch weniger geeignete Kraftwerke werden mit höheren Strafkosten belegt, damit diese vom Optimierungsalgorithmus nachrangig zum Engpassmanagement herangezogen werden.

Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve – Ranking potenzieller Netzreservekraftwerke (II)

Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB

- Als Äquivalent für die Zugriffsmöglichkeiten wird die Anschlussspannungsebene bewertet. Ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) bietet folgende Vorteile:
 - Direkte Kommunikationswege der ÜNB ohne Einbindung unterlagerter Verteilnetzbetreiber
 - Kein Risiko von Einsatzeinschränkungen aufgrund von Engpässen in unterlagerten Netzen
- Mit abnehmender Spannungsebene werden diese Effekte zunehmend aufgezehrt

Flexibilität und Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes

- Repräsentativ für die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes sind die benötigten Zeiten für den Wechsel von Betriebszuständen und das Anfahren bestimmter Betriebspunkte:
 - Anfahrzeiten aus dem Stillstand auf Mindest- und Nennleistung
 - Abfahrzeiten von Nennleistung auf Mindestleistung und Netztrennung
 - Verhältnis von Mindestleistung zu Nennleistung als Indikator für die Breite des Betriebsbereichs
 - Mindestbetriebs- und –stillstandszeiten
 - Sonstige Einschränkungen des Kraftwerkseinsatzes (Genehmigungsaufgaben, Umweltrestriktionen, etc.)

Strafkosten (I)

Berechnung der notwendigen Strafkosten (SK) unter Berücksichtigung von Grenzkosten (GK)

- Redispatchgesamtkosten = $GK_{RD+} + SK_{RD+} - GK_{RD-} + SK_{RD-}$
- Um Markt-Nachoptimierung zu vermeiden: $GK_{RD+} + SK_{RD+} - GK_{RD-} + SK_{RD-} > 0$
- Markt-KW: $SK_{RD+} = SK_{RD-} = SK$

„Worst Case“: $GK_{RD+,min} = 48,25$ & $GK_{RD-,max} = 217,6$

$$SK > \frac{GK_{RD-,max} - GK_{RD+,min}}{2} = \frac{217,6 - 48,25}{2} = 84,7 \approx 85 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

- PSW: $SK_{PSW} = GK_{RD-,max} = 217,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

Strafkosten (II)

Kombination von kalkulatorischen Preisen und Strafkosten

	Kalkulatorische Preise [$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$]	Strafkosten [$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$]	Strafkosten _{gesamt} [$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$]
Formel	$p_{\text{kalk}} = MF \times (\emptyset c_{\text{RD}+} + \emptyset c_{\text{RD}-}) - \emptyset c_{\text{RD}+}$ $\emptyset c_{\text{RD}+} = 216,99 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}, \quad \emptyset c_{\text{RD}-} = -128,50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	SK $= MF \times (SK_{\text{Markt KW, RD}+} + SK_{\text{Markt KW, RD}-}) - SK_{\text{Markt KW, RD}+}$	Kalk. Preise + Strafkosten
Markt-KW	--	85	85
Netzreserve	$p_{\text{kalk, Netzreserve}} = 217,60$ Grenzkosten des teuersten Markt-KW	85 Kein Mindestfaktor	min. 302,60
EE	$p_{\text{kalk, EE}} = 667,91$ Mindestfaktor von 10	1615 Mindestfaktor von 10	2283
KWK	$p_{\text{kalk, KWK}} = 225,46$ Mindestfaktor von 5	765 Mindestfaktor von 5	990

Strafkosten (III)

Strafkosten von Einspeisern und andere Optimierungsvariablen

	Grenzkosten [€/MWh]	Strafkosten _{gesamt} [€/MWh]
Marktkraftwerke in DE	Merit Order	85
Einsenkung der Pump-/Turbinierleistung in DE	0*	217,60
RD Potenzial in AT	Merit Order	85
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung +6600 €/MWh)	0	303 bis 1510 (6902,6 bis 8110)
Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)	0	5.000
Ausländisches Redispatch-Potenzial	0	22.000
Einsenkung Windeinspeisung & PV	0	2.283
Verbleibende Überlastungen	-	440.000
Erhöhung KWK-Strom Erhöhung Marktbereich Einsenkung Marktbereich Einsenkung KWK-Strom	0	990 85 85 990
PST-Stufung	-	10€/Stufe PL/CZ: 100€/Stufe
HGÜ-Anpassung	-	5

Strafkosten (IV)

Strafkosten der potenziellen Netzreserve

Potenzielle Netzreserve-Kraftwerke	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} [MW]	Strafkosten [€/MWh]
Ahrensfelde GT A	BNA0005	8333	30	498,83
Ahrensfelde GT B	BNA0006	8334	30	501,83
Ahrensfelde GT C	BNA0007	8335	30	505,83
Ahrensfelde GT D	BNA0008	8336	30	508,83
ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	BNA0019	4041	336	765,42
Bergkamen A	BNA0067	7027	717	845,91
Emden GT	BNA0245a	2107a	50	684,93
Farge	BNA0147	2024	350	705,05
FWK Buer	BNA0336	7163	70	1268,48
Gersteinwerk F1	BNA1039	7194	55	584,32
Gersteinwerk F2	BNA1044	7994	355	664,81
Gersteinwerk G1	BNA1040	7195	55	584,32
Gersteinwerk G2	BNA1045	7995	355	664,81
GKH Block 1	BNA0420	2056	136	639,68
GKH Block 2	BNA0421	2057	136	649,68
GKM Block 7	BNA0645	4026, 4028	425	946,52
GKM Block 6	BNA0644	4032, 4034	255	629,56
GKM Block 8	BNA0646a	4029, 4035, 4036, 4037	435	619,56
GKM Block 9	BNA0646b	4030	868	866,03
G-Kraftwerk	BNA0600b	7934	103	1228,24
GTKW Darmstadt	BNA1487	7921	94,6	423,34
Heizkraftwerk HKV	BNA0999	7161	211	1067,26
Heizkraftwerk Offenbach	BNA0758	2256	54	866,03
Herne 4	BNA0450	7236	449	1027,01
Heyden 4	BNA0793	2027	875	684,93
HKW Chemnitz Nord II Block A	BNA0178	8629	57,2	1187,99
HKW Roemerbruecke	BNA0861b	7653	50	1067,26
HKW West Block 2	BNA0289b	2084	61,5	1142,75
HKW West Block 3	BNA0290	2085	61,5	1152,75
Ingolstadt Block 3	BNA0378	2028	375	679,93
Ingolstadt Block 4	BNA0379	2029	386	689,93

⁽¹⁾ Strafkosten-Spreizung: Bei Kraftwerken am gleichen Standort, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften identische Strafkosten hätten, werden die Strafkosten leicht modifiziert, um eine definierte Einsatzreihenfolge zu erhalten.

Strafkosten (V)

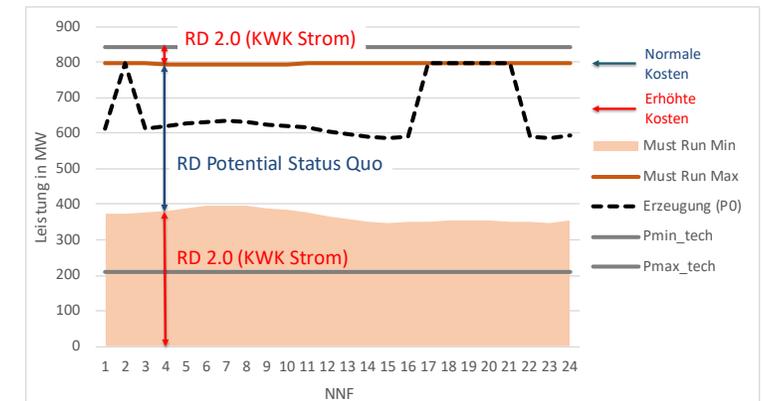
Strafkosten der potenziellen Netzreserve

Potenzielle Netzreserve-Kraftwerke	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} [MW]	Strafkosten [€/MWh]
KNG Kraftwerk Rostock	BNA0849	8121	514	725,17
Kraftwerk Bexbach BEX	BNA0093	7040	726	886,15
Kraftwerk Mainz KW2 (Dampfteil)	BNA0627	7814a	255,5	946,52
Kraftwerk N 230	BNA0557b	7983	110	1248,36
Kraftwerk Wilhelmshaven	BNA1674	2006	731	725,17
KW Hastedt Block 15	BNA0144	2074	119	684,93
Landesbergen GT	BNA0574a	2037	56	684,93
Marbach GT3	BNA0648	4051	85	544,07
Modellkraftwerk MKV	BNA0998	7162	179	705,05
RDK4	BNA0514	4004 und 4005	340	725,17
RDK7	BNA0518a	4014	490	765,42
RDK8	BNA0518b	4015	834	785,54
Scholven B	BNA0332	7498	345	684,93
Scholven C	BNA0331	7494	345	725,17
Staudinger 4	BNA0374	2041	580	679,93
Staudinger 5	BNA0377	2042	510	689,93
Thyrow GT A	BNA0738	8348	30	501,83
Thyrow GT B	BNA0739	8349	30	503,83
Thyrow GT C	BNA0740	8350	30	505,83
Thyrow GT D	BNA0741	8351	30	508,83
Thyrow GT E	BNA0734	8344	30	498,83
Tiefstack	BNA0402	8207	194	1087,38
Trianel Lueneu Block 10	BNA1508	7666	735	584,32
UPM Schongau	BNA1248a	7997	64	1006,89
Walsum 10	BNA0216b	7600	725	906,28
Wedel 1	BNA0404	8214	137	946,52
Wedel 2	BNA0403	8213	123	966,64
Weiher III	BNA0820	7614	655,6	886,15
Zolling Block 5	BNA1093	2044	472	785,54

⁽¹⁾ Strafkosten-Spreizung: Bei Kraftwerken am gleichen Standort, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften identische Strafkosten hätten, werden die Strafkosten leicht modifiziert, um eine definierte Einsatzreihenfolge zu erhalten.

Annahmen Redispatch 2.0

- Alle RD Maßnahmen in der LA2030 werden vom Optimierer bilanziell ausgeglichen und werden nicht als Einspeisemanagement gehandelt
- Alle konventionellen Anlagen > 100 kW werden als RD-fähig berücksichtigt
- Neben marktbasierter werden auch KWK-Anlagen > 10 MW mit Wärmerestriktionen herangezogen (dazu zählen auch wärmegeführte Kraftwerke)
 - Das Verletzen der unteren und oberen* Wärmerestriktion wird mit höheren Strafkosten bestraft
- Aggregierte KWK Anlagen < 10 MW (>100 kW) können ein Leistungsband zwischen 40% und 60% der installierten Leitung ausnutzen (mit BNetzA vereinbarte Grenzwerte**)
- Windkraftanlagen werden vollständig für negativen RD angenommen (Wie gehen wir in Zukunft mit Wiederhochfahren von im Markt ab geregelten Anlagen um?)
- Bei PV werden Anlagen >100 kW berücksichtigt. Beim Zubau werden lediglich Freiflächenanlagen berücksichtigt, da diese in der Regel > 100 kW sind***
- Bei Biomasseanlagen >100 kW wird der flexible Anteil der im Markt befindlichen Anlagen auch als RD-fähig angenommen
- Laufwasseranlagen bieten kein RD-Potenzial, da sich der überwiegende Anteil im Süden befindet und lediglich negatives RD-Potenzial aufweist***



*mit BNetzA abgestimmt, laut Gesetz ist keine erhöhte Bestrafung der Erhöhung von Leistung vorgesehen.

**Abschätzungswerte, die mit der BNetzA für die Maximalabschätzung vereinbart wurden.

***Auswertung Marktstammdatenregister

Zusammenfassung Redispatch 2.0

Typ	RD-Fähigkeit	Kommentar
Konventionelle Anlagen > 100 KW	Ja	
KWK-Anlagen > 10 MW	Ja	Stärkere Bestrafung bei Verletzung der mustrun Bänder
KWK-Anlagen < 10 MW &> 100 kW	Ja	Lediglich RD-fähig im Band zwischen 40% und 60% der installierten Leitung
WKA	Ja	
PV > 100 kW	Ja	Status quo: Stammdatenregister Zubau: nur Freiflächenanlagen gemäß Regionalisierung
Biomasse > 100kW	Ja (nur flexible Anlagen)	Alle im Markt flexiblen Anlagen sind auch RD-fähig
Laufwasser > 100kW	Nein	Da der Großteil der Anlagen im Süden verortet ist und lediglich negatives RD-Potenzial bietet, können diese vernachlässigt werden

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.5. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalysen

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Hinweise

- Inbetriebnahmezeitpunkt Q4 2030
- Betrachtung von zwei Varianten:
 - Variante A: Die zugrunde liegenden IBN-Daten beruhen auf einer ambitioniert-realistischen Terminplanung im Sinne des vorausschauenden Controllings. Dabei sind bekannte und mit hoher Wahrscheinlichkeit belegte Risiken in der Zeitplanung berücksichtigt, Risiken mit mittlerer und geringer Wahrscheinlichkeit jedoch nicht. Diese Planung unterliegt jedoch einigen Unsicherheiten. So sind z.B. etwaige Klagen nicht in der Planung berücksichtigt. Der aufgestellte Zeitplan wird daher ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren, sowie mögliche unerwartete Baurisiken anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen
 - Variante B: Die zugrunde liegenden IBN-Termine beruhen auf einer konservativ-realistischen Terminplanung. Das heißt, es sind neben den bekannten Risiken nach aktuellem Wissen auch Risiken mit geringerer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie Verzugspotentialen nach bester Erfahrung aus dem bisherigen Projektgeschäft in die Ermittlung des Inbetriebnahme-Termins einbezogen worden. Im Chancen-/Risikoprofil überwiegt die Risikoseite deutlich
- Zur besseren Übersicht sind
 - die Anzahl der geplanten MSCDN und Spulen je ÜNB zusammengefasst,
 - Neubau von Anlagen und Transformatoren nicht mit aufgeführt,
 - Teilabschnitte von Streckenmaßnahmen teilweise zusammengefasst
- Demontage z. B. von 220-kV-Assets nicht explizit aufgeführt
- Bestehende Blindleistungskompensationsmaßnahmen sind ergänzend in einer detaillierten Übersicht beigefügt

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

Karte Variante A



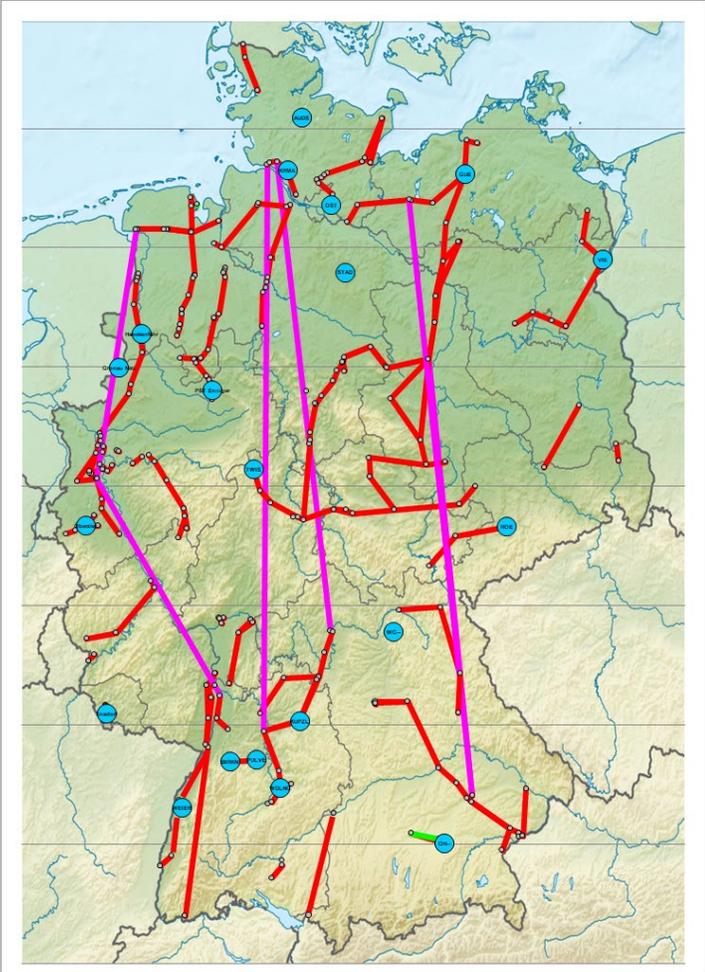
Karte Variante B



- WAFB lokal (temperatur- und windabhängiger WAFB)
- WAFB regional (temperaturabhängiger WAFB)
- WAFB Spezialfälle Ausland

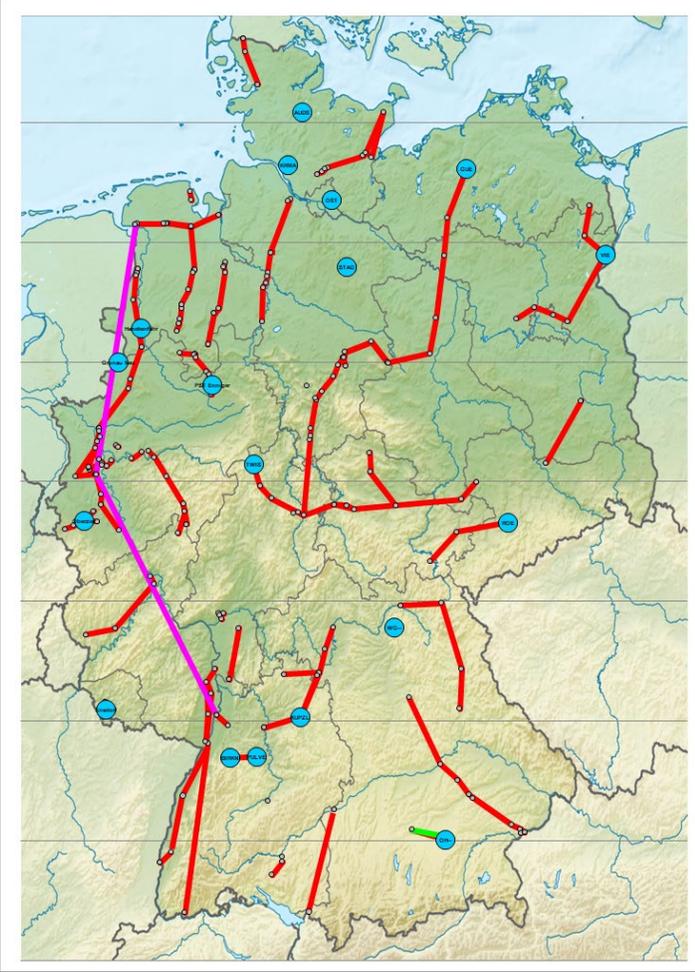
Netzausbaumaßnahmen

Karte Variante A



-  HGÜ
-  380 kV
-  220 kV
-  Punktmaßnahmen (nur wirklastflusssteuernde Maßnahmen)

Karte Variante B



Netzausbaumaßnahmen

DC-Projekte

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
50HzT-P221	M460a	DC-Kabel Hansa PowerBridge (HPB)	BBPIG	50Hertz	X	X
DC5	DC5	Wolmirstedt - Isar	BBPIG	50Hertz/TenneT	X	X ¹
DC3		Brunsbüttel – Großgartach	BBPIG	TenneT/TransnetBW	X	
DC4		Wilster – Bergheinfeld West	BBPIG	TenneT	X	
DC1 (A-Nord)		Emden Ost - Osterath	BBPIG	Amprion	X	X
DC2 (Ultranet)		Osterath - Philippsburg	BBPIG	Amprion/TransnetBW	X	X
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar	BBPIG	50Hertz/TenneT	X	

¹ Konverter in Wolmirstedt

Netzausbaumaßnahmen

AC-Projekte EnLAG

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	EnLAG	50Hertz	X	X
50HzT-003	M50HzT-003c	2. Einschleifung Vierraden	EnLAG	50Hertz	X	X
50HzT-007	M50HzT-007	Neuenhagen - Wustermark	EnLAG	50Hertz	X	X
50HzT-007	M527b	380/220-kV-Trafo Hennigsdorf	EnLAG	50Hertz	X	X
AMP-001		Wehrendorf - St. Hülfe	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-009		Niederrhein - Pkt. Meppen	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-010		Hesseln - Lüstringen	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-010		Wehrendorf - Lüstringen	EnLAG	Amprion	X	
AMP-014		Pkt. Fellerhöfe - Pkt. St. Tönis	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-014		Rommerskirchen - Sechtem	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-014		Wesel - Ufort - St. Tönis (Binnenland / Abschnitt 1)	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-014		Osterath - Gohrpunkt	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-014		Rheinquerung bei Wesel	EnLAG	Amprion	X ¹	X ²
AMP-014		Pkt. Stratum-Süd - Gellep	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-014		Ufort - Pkt. Serm	EnLAG	Amprion	X	X
AMP-022		Kruckel - Garenfeld - Dauersberg	EnLAG	Amprion	X	X
TTG-006		Wahle - Lamspringe - Hardeggen - Mecklar	EnLAG	TenneT	X	X
TTG-007		Dörpen/West - Pkt. Meppen	EnLAG	TenneT	X	X
TTG-009		Ganderkesee - St. Hülfe	EnLAG	TenneT	X	X

¹ Kabel

² Provisorium

Netzausbaumaßnahmen

AC-Projekte BBPIG 1/4

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
50HzT-P33	M24a2	Wolmirstedt - Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	BBPIG	50Hertz	X	X
50HzT-P34	M22a/b/c	Güstrow - Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt	BBPIG	50Hertz	X	X
50HzT-P36	M21	Bertikow - Pasewalk	BBPIG	50Hertz	X	X
50HzT-P38	M27a/b/c	Pulgar - Vieselbach	BBPIG	50Hertz	X	X
50HzT-P39	M29a/b	Röhrsdorf - Remptendorf	BBPIG	50Hertz	X	X
50HzT-P450	M683	Netzoptimierung Ragow - Streumen	BBPIG	50Hertz	X	X
P112	M201	Pirach - Pleinting - Abs. 2 St. Peter - Pleinting	BBPIG	TenneT	X	
P112	M212	Pirach - Pleinting - Abs. 1 Pirach - St. Peter	BBPIG	TenneT	X	
P118	M207	Borken - Mecklar	BBPIG	TenneT	X	X
P124	M209a	Wolmirstedt - Klostermansfeld	BBPIG	50Hertz	X	
P124	M209b	Klostermansfeld - Schraplau/Obhausen - Lauchstädt	BBPIG	50Hertz	X	
P135	M255	Ovenstädt – Kirchlengern	BBPIG	TenneT	X	
P150	M352a	Schraplau/Obhausen - Wolframshausen	BBPIG	50Hertz	X	
P150	M463	Wolframshausen - Vieselbach	BBPIG	50Hertz	X	X

Netzausbaumaßnahmen

AC-Projekte BBPIG 2/4

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P151	M353	Twistetal - Borken	BBPIG	TenneT	X	X
P159	M62	Bürstadt - BASF	BBPIG	Amprion	X	
P161	M91	Großkrotzenburg - Urberach	BBPIG	Amprion	X	
P175	M385	Wilhelmshaven 2 - Fedderwarden	BBPIG	TenneT	X	X
P175	M466	Wilhelmshaven 2 - Conneforde	BBPIG	TenneT	X	
P200	M425	Pkt. Blatzheim - Oberzier	BBPIG	Amprion	X	X
P206	M417TR1-4-TNG	Kreis Konstanz – Beuren – Herbertingen – Gurtweil/Tiengen (Punktmaßnahmen: UW inkl. Trafo)	BBPIG	TransnetBW	X	X
P21		Conneforde - Cloppenburg - Regelzonengrenze	BBPIG	TenneT	X	X
P21		Regelzonengrenze - Merzen	BBPIG	Amprion	X	X
P215	M454	Güstrow - Bentwisch - Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/ Dettmannsdorf/Stadt Marlow	BBPIG	50Hertz	X	
P22	M92	Conneforde - Unterweser & Elsfleth/West - Ganderkesee bzw. Niedervieland - Conneforde - Unterweser	BBPIG	TenneT	X	X
P222	M461	Oberbachern - Ottenhofen	BBPIG	TenneT	X	X
P223	M462a	Güstrow - Krümmel	BBPIG	50Hertz	X	

Netzausbaumaßnahmen

AC-Projekte BBPIG 3/4

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P225	M464a	Isar - Altheim - Übergreifend	BBPIG	TenneT	X	
P228	M800	Mehrum/Nord - Wolmirstedt - Liedingen - Bleckenstedt/Süd	BBPIG	TenneT	X	X
P23	M20	Dollern - Elsfleth/West	BBPIG	TenneT	X	
P24		Stade - Dollern - Landesbergen	BBPIG	TenneT	X	X
P25		Husum - Klixbüll Bundesgrenze (DK)	BBPIG	TenneT	X	X
P26		Brunsbüttel - Büttel - Wilster/West - Stade/West	BBPIG	TenneT	X	
P315		Gronau (PST) - Gronau	BBPIG	Amprion	X	X
P33	M24a	Wahle - Hattorf - Helmstedt - Landesgrenze	BBPIG	TenneT	X	X
P33	M24b	Wolmirstedt - Landesgrenze	BBPIG	50Hertz	X	X
P33	M24b	Landesgrenze – Helmstedt/ Ost- Gleidingen/ Hallendorf	BBPIG	TenneT	X	X
P37	M25a	Vieselbach - Landesgrenze Thüringen/Hessen	BBPIG	50Hertz	X	X
P37	M25b	Mecklar – Landesgrenze Thüringen/Hessen	BBPIG	TenneT	X	X
P406	M606	Aach - Bofferdange	BBPIG	Amprion	X	X ¹
P41		Pkt. Metternich - Wengerohr - Niederstedem	BBPIG	Amprion	X	X
P328		Neuconnect (DE-GB)	BBPIG	TenneT	X	X

¹ Nur Anlagenprojekt Aach

Netzausbaumaßnahmen

AC-Projekte BBPIG 4/4

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P450	M678	Putlitz/Süd - Putlitz - Perleberg - Stendal/West	BBPIG	50Hertz	X	
P451	M681	Graustein - Bärwalde	BBPIG	50Hertz	X	
P46	M56	Ostbayernring: Redwitz - Schwandorf	BBPIG	TenneT	X	X
P462		Verlauteheide - Zukunft	BBPIG	Amprion	X	X
P47	M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	BBPIG	Amprion	X	X
P47-a	M64	Farbwerke Höchst Süd - Kriftel	BBPIG	Amprion	X	X
P48	M38a	Grafenrheinfeld - Kupferzell - Großgartach - Grafenrheinfeld - Rittershausen	BBPIG	TenneT	X	X
P52	M95	Pkt. Wullenstetten - Pkt. Niederwangen	BBPIG	Amprion	X	X
P53	M350	Ludersheim – Altheim	BBPIG	TenneT	X	X
P53	M54	Raitersaich - Ludersheim	BBPIG	TenneT	X	
P67	M102/103	Altheim - St. Peter (Staatsgrenze D/A)	BBPIG	TenneT	X	X
P69	M105	Emden_Ost - Conneforde - Emden/Ost - Conneforde	BBPIG	TenneT	X	X
P72	M351	Lübeck - Göhl	BBPIG	TenneT	X	X
P72	M49	Lübeck - Siems	BBPIG	TenneT	X	X
P72	M50	Segeberg - Lübeck	BBPIG	TenneT	X	X
P84	M367, M368	Hamburg Nord – Hamburg Ost - Talkau	BBPIG	50Hertz	X	

Netzausbaumaßnahmen

Netzoptimierungsmaßnahmen

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P365	M583	Netzbooster Audorf/Süd und Ottenhofen	Netzoptimierung	TenneT	X	X
50HzT-P345	M556	PST Hamburg/ Ost	Netzoptimierung	50Hertz	X	X
50HzT-P128	M213	PST Vierraden	Netzoptimierung	50Hertz	X	X
50HzT-P357	M566	PST Güstrow	Netzoptimierung	50Hertz	X	X
TTG-021	M559	PST Krempermarsch - PST Wilster	Netzoptimierung	TenneT	X	X
P349	M560	PST Würgau	Netzoptimierung	TenneT	X	X
P353	M532	PST Twistetal	Netzoptimierung	TenneT	X	X
TTG-021	M519	Serienkompensation Stadorf/Wahle	Netzoptimierung	TenneT	X	X
P310	M485	Bürstadt - Kühmoos	Netzverstärkung: Umbeseilung	Amprion	X	X
P347	M558	PST Oberzier	Netzoptimierung	Amprion	X	X
P346	M557	PST Hanekenfähr	Netzoptimierung	Amprion	X	X
P410	M624	PST Enniger	Netzoptimierung	Amprion	X	X
P314	M489	PST Ensdorf	Netzoptimierung	Amprion	X	X

Netzausbaumaßnahmen

Sonstige Maßnahmen

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
AMP-P154	M356a	Pkt. Siegburg West- Siegburg		Amprion	X	X
P176	M387	Eichstetten - Mulbach		TransnetBW	X	X
P302	M511	Höpfingen - Hüffenhardt		TransnetBW	X	
P324	M512	Witten - Hattingen		Amprion	X	X
P359	M571	Stendal/West - Wolmirstedt		50Hertz	X	
P364	M582b	Leitungsanbindung Osterburg		50Hertz	X	
P430	M646	Netzbooster Kupferzell		TransnetBW	X	X
P464	M691	Pkt. Fraulautern - Nalbach		Amprion	X	X ¹
P502		Walsum/ Driesenbusch - Beeck		Amprion	X	X ²
P51	M37	Endersbach - Großgartach		TransnetBW	X	
P52	M94b	Netzverstärkung südliches Baden Württemberg		TransnetBW	X	
TNG-P48	M38a	Kupferzell - Pkt. Rittershausen		TransnetBW	X	X
TNG-P48	M38a-M39	Netzverstärkung Baden-Württemberg und Bayern		TransnetBW	X	X
TNG-P48	M39	Kupferzell - Großgartach		TransnetBW	X	X
TNG-P49	M41a	Daxlanden - Bühl/Kuppenheim - Weier - Eichstetten		TransnetBW	X	X ³
TNG-P70	M106	Anbindung Birkenfeld (380 kV) - Mast 115A (Ötisheim)		TransnetBW	X	X
TNG-P350	M561	PST Pulverdingen		TransnetBW	X	X
		Büscherhof - LMG		Amprion	X	X
P407	M661	Hanekenfähr - Benteler		Amprion	X	X

¹ Nur Anlagenprojekt Nalbach

² Nur Anlagenprojekt Walsum/ Driesenbusch

³ Ohne Anbindung Kuppenheim

Netzausbaumaßnahmen

Blindleistungskompensationsmaßnahmen 1/3

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Standort	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P360	M595a	Weida	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M464	Lauchstädt	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M595c1	Ragow	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M595b1	Röhrsdorf	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M595d	Siedenbrünzow	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M595e	Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Siedenbrünzow	STATCOM		50Hertz	X	X
P360	M595f	Neuenhagen	STATCOM		50Hertz	X	
P360	M595g	Malchow	STATCOM		50Hertz	X	
		Eickum	STATCOM		TenneT	X	X
P400	M592a	Landesbergen	STATCOM		TenneT	X	X
P400	M592b	Mehrum/ Nord	STATCOM		TenneT	X	X
P400	M592e	Würgau	STATCOM		TenneT	X	X
P400	M592d	Raitersaich	STATCOM		TenneT	X	X
P90	STATCOM	Dellmensingen	STATCOM		TransnetBW	X	X
P90	STATCOM	Eichstetten	STATCOM		TransnetBW	X	X
P90	STATCOM	Wendlingen	STATCOM		TransnetBW	X	X
P90	STATCOM	Oberjettingen	STATCOM		TransnetBW	X	X
P90	STATCOM	Stalldorf (2x)	STATCOM		TransnetBW	X	X
P90	STATCOM	Höpfingen	STATCOM		TransnetBW	X	X

Netzausbaumaßnahmen

Blindleistungskompensationsmaßnahmen 2/3

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Standort	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	Variante A	Variante B
P412		Dauersberg	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Gersteinwerk	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Gundelfingen	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Kruckel	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Opladen	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Polsum	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Rheinau	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Rommerskirchen	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Bürstadt	STATCOM		Amprion	X	X
P412		St. Barbara	STATCOM		Amprion	X	X
P412		Wehrendorf	STATCOM		Amprion	X	X
P400	M592p	Oberbachern	rPSA		TenneT	X	X
P400	M592m	Würgassen	rPSA		TenneT	X	X
P400	M592o	Etzenricht	rPSA		TenneT	X	X
P400	M59n	Großkrotzenburg	rPSA		TenneT	X	X
P412		Hoheneck	rPSA		Amprion	X	X
P412		2 x Meppen	rPSA		Amprion	X	X
P412		Sechtem	ARESS*		Amprion	X	X

*Asynchronous Rotating Energy System Stabilizer

Netzausbaumaßnahmen

Blindleistungskompensationsmaßnahmen 3/3

Bezeichnung	ÜNB	Variante A Anzahl	Variante B Anzahl
Drossel	50Hertz	10	9
Drossel	Amprion	11	11
Drossel	TenneT	71	63
Drossel	TransnetBW	6	6
MSCDN	50Hertz	3	3
MSCDN	Amprion	17	15
MSCDN	TenneT	15	15
MSCDN	TransnetBW	7	7

Bestand

ÜNB	MSCDN	Drossel	rPSA	STATCOM
50Hertz	7	117	0	0
Amprion	9	37	2	3
TenneT	15*	67	1	1
TransnetBW	6	41	0	4

*Inkl. eines MSC/ MSR

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. **Marktsimulation**

I.7. Netzanalysen

I.8. Fazit Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.6. Marktsimulation

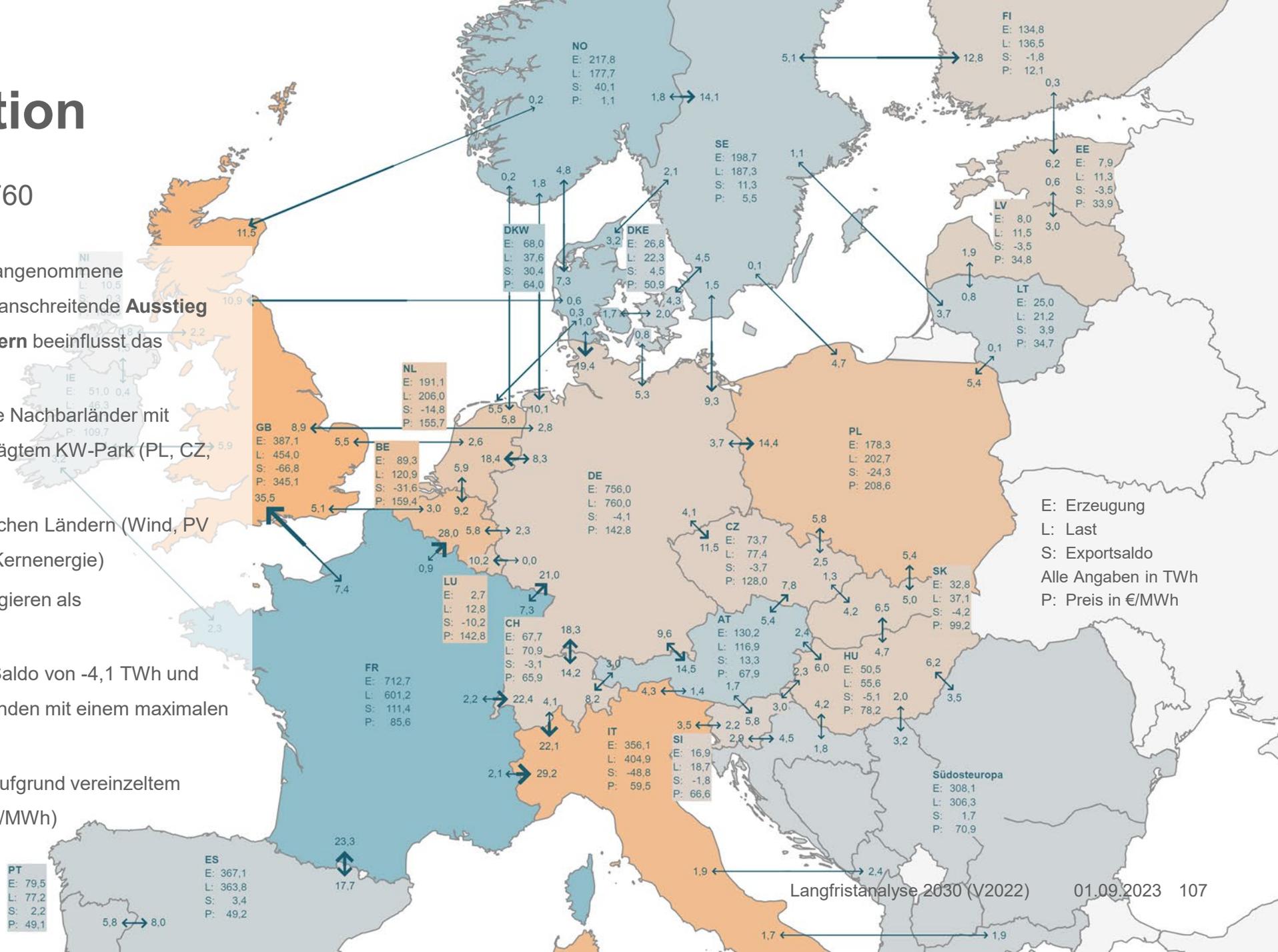
Jahreslauf (Variante A & B)

Grenzsituation (Variante A & B)

Handelssituation

JL FBMC Var. A: NNF 1–8760

- Der in den Szenarien der **LA2030** angenommene **ambitionierte EE-Ausbau** und voranschreitende **Ausstieg aus konventionellen Energieträgern** beeinflusst das Handelsgeschehen stark
- Vermeehrt **Exporte** an höherpreisige Nachbarländer mit vormals konventionell (Kohle) geprägtem KW-Park (PL, CZ, BeNeLux)
- Vermeehrt **Importe** aus skandinavischen Ländern (Wind, PV und Wasserkraft) und Frankreich (Kernenergie)
- Frankreich** und **Skandinavien** fungieren als **Hauptexporteure** in Europa
- DE** ist **Nettoimporteur** mit einem Saldo von -4,1 TWh und importiert in ca. 56% der Jahresstunden mit einem maximalen Import von etwa 33 GW
- Hohe mittlere Großhandelspreise aufgrund vereinzelter Einsatz virtueller Reserven (5000 €/MWh)

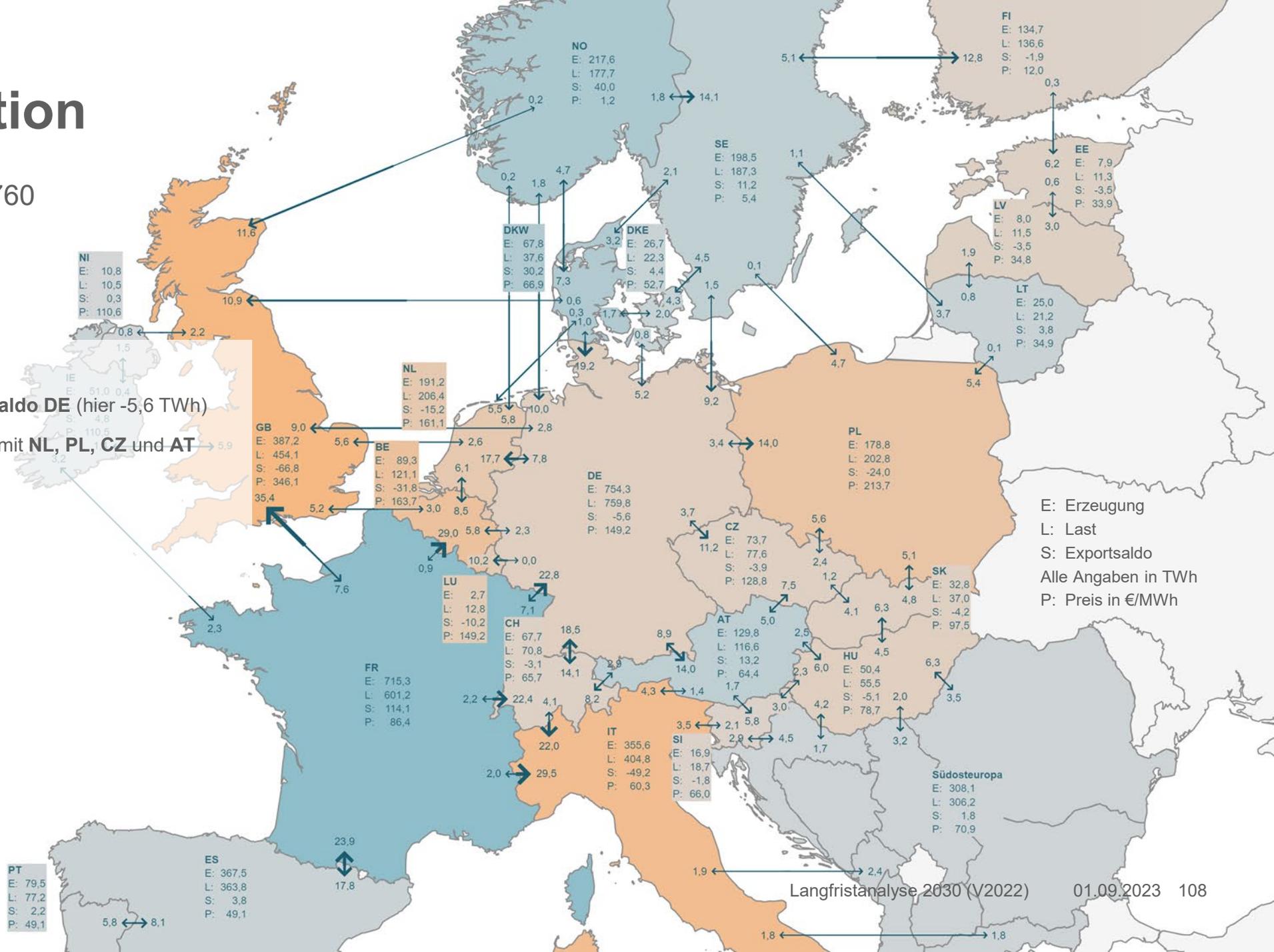


Handelssituation

JL FBMC Var. B: NNF 1–8760

■ Var. B zeigt im Vergleich zu Var. A:

- ein geringeres Handelssaldo DE (hier -5,6 TWh)
- einen geringeren Handel mit NL, PL, CZ und AT
- erhöhte Importe aus FR

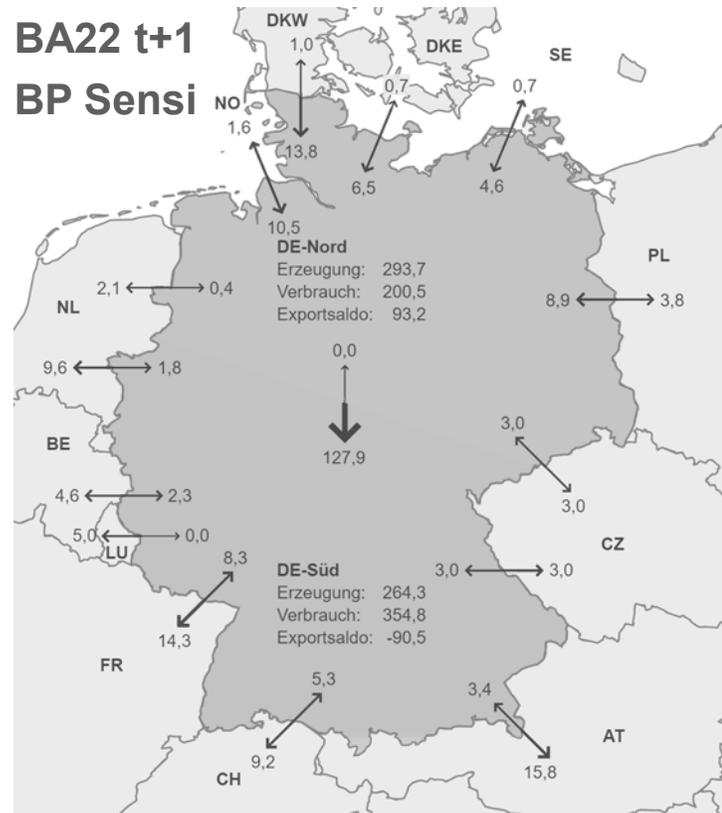


Handelssituation

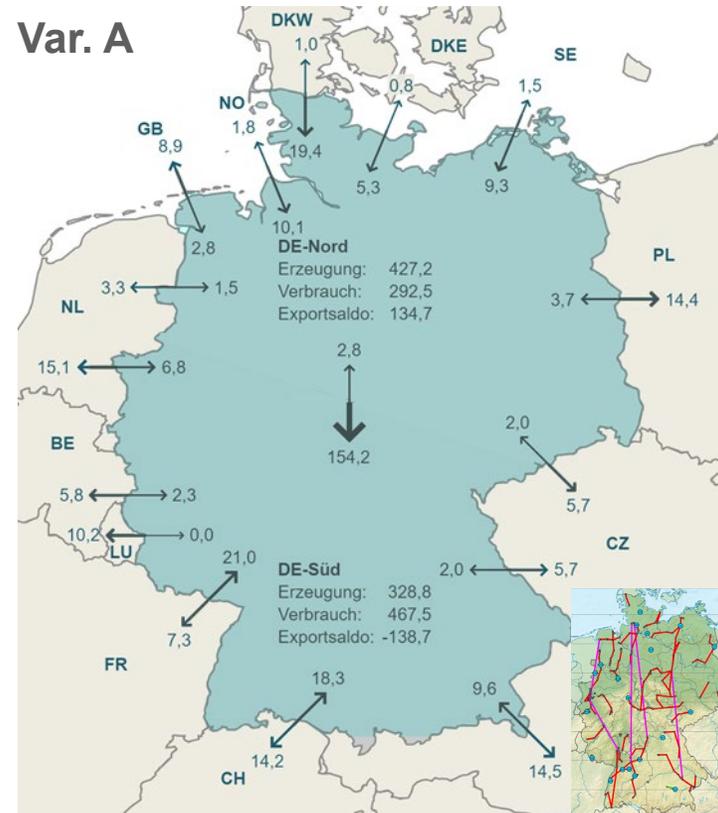
JL FBMC: NNF 1–8760

BA22 t+1

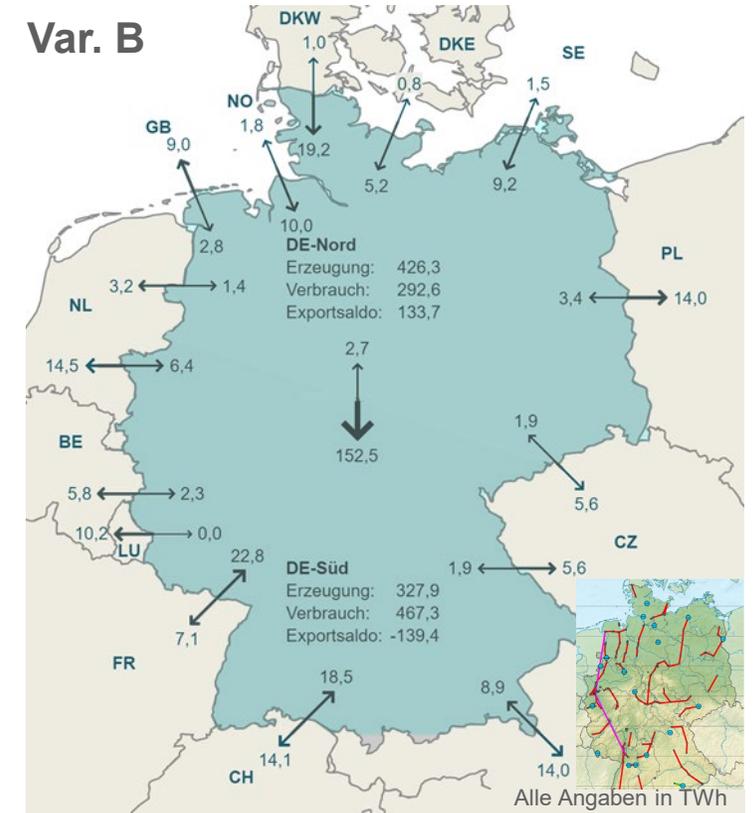
BP Sensi



Var. A



Var. B



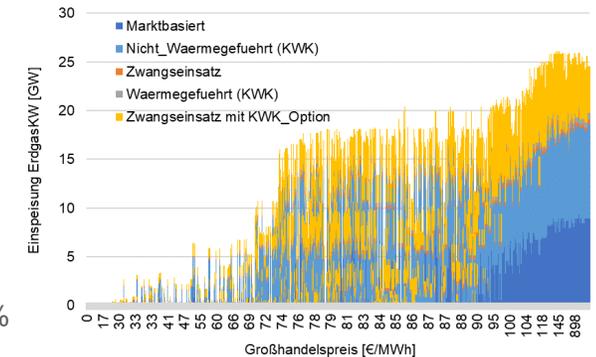
- DE wird gegenüber heute (Stand BA22 t+1 BP Sensi) zum **Nettoimporteuer** und verzeichnet eine **Zunahme der Nord-Süd-Transportaufgabe** (ca. +25-26 TWh)
- Insbesondere die drei zusätzlichen HGÜ-Projekte in **Var. A** ermöglichen gegenüber Var. B eine **erhöhte Nord-Süd-Transportaufgabe** von +1,7 TWh

Erzeugung und Last in Deutschland

JL FBMC: NNF 1–8760

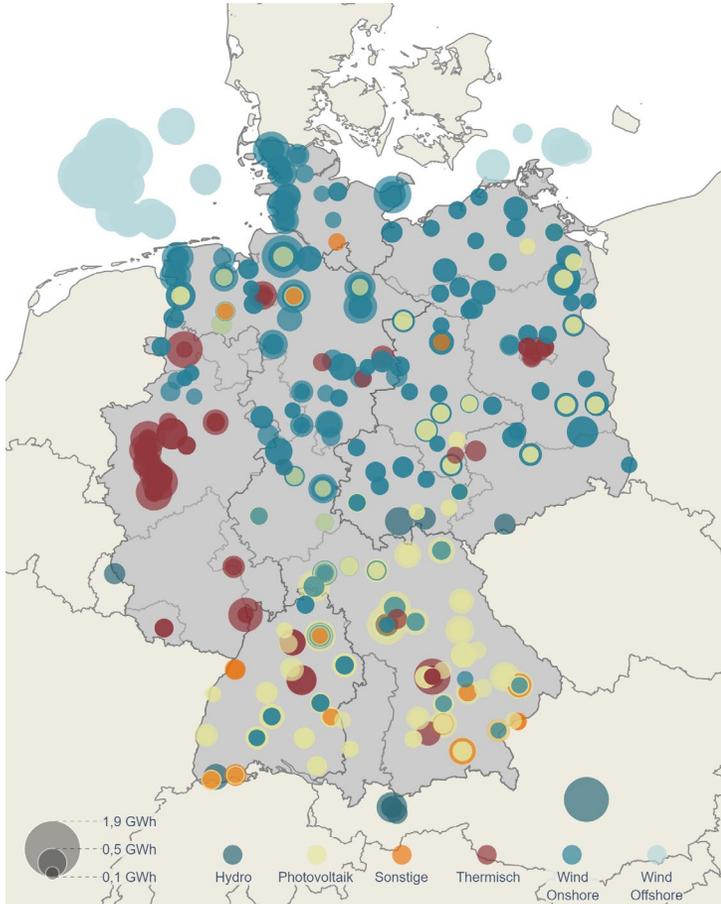
	Var. A	Var. B	Differenz
Energiemenge [TWh]			
Erzeugung Konventionell	105,5	105,4	0,1
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0
Erdgas	58,9	58,7	0,2
Sonstige Thermische	19,2	19,3	-0,1
KWK<10MW	27,4	27,4	0,0
Virtuelle Reserve	0,1	0,2	-0,1
Erzeugung Stromspeicher	45,5	45,6	-0,1
Erzeugung Erneuerbare	604,9	603,1	1,8
Wind Onshore	247,2	246,6	0,6
Wind Offshore	105,3	105,1	0,2
Photovoltaik	197,8	196,8	1,0
Biomasse	32,2	32,2	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,3	19,3	0,0
Sonstige Erneuerbare	3,1	3,1	0,0
Erzeugung Gesamt	755,8	754,1	1,7
Bruttostromverbrauch	760,0	759,8	0,2
Stromspeicher	51,1	51,3	-0,2
Preissensitive Lasten	64,7	64,7	0,0
Elektromobilität	77,4	77,4	0,0
Großverbraucher	26,8	26,8	0,0
Konventionell	490,1	490,1	0,0
Wärmepumpen	33,1	33,1	0,0
Netzverluste	16,8	16,5	0,3
Exportsaldo	-4,0	-5,5	1,5
Import (inkl. Nord-Süd)	271,1	268,9	2,2
Export (inkl. Nord-Süd)	267,1	263,4	3,7

- Keine installierte Kraftwerksleistung aus Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle
- Erneuerbare Energien stellen Löwenanteil von 80% zur Deckung des Bruttostromverbrauchs dar
- Am Strommarkt teilnehmende Erdgaskraftwerke werden vornehmlich zu Hochpreisstunden eingesetzt; Anteil Erdgaskraftwerke am Bruttostromverbrauch von nur 8%
- Leicht sichtbarer Unterschied in der EE-Einspeisung im Vergleich beider Szenarien ist auf erhöhte Abregelung von EE in Var. B zurückzuführen
- Einsatz virtueller Reserven von 0,1 TWh (Var. A) bzw. 0,2 TWh (Var. B)

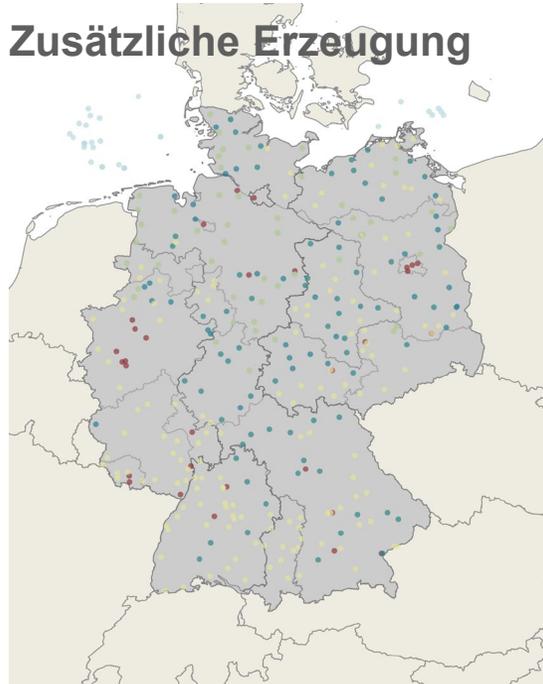


Erzeugung

JL FBMC: NNF 1–8760



Zusätzliche Erzeugung



Verringerte Erzeugung

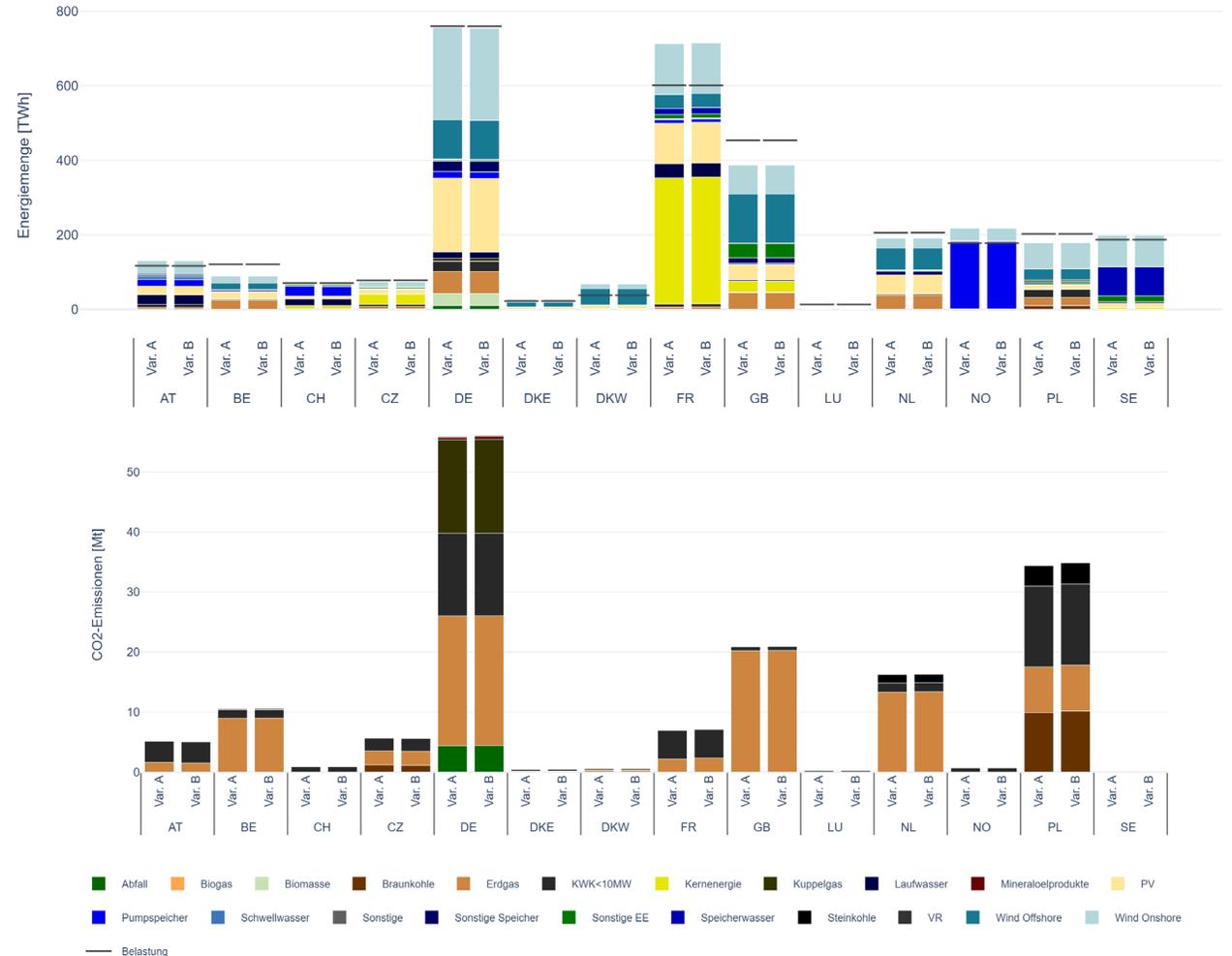


- **Netzausbau in Var. A führt zu geringerer Abregelung von EE (Dump) und damit zu erhöhter EE-Integration (+0,6 TWh Wind Onshore, +0,2 TWh Wind Offshore sowie +1,0 TWh PV) und verringerter Erzeugung aus thermischen Kraftwerken**

Europäischer Erzeugungsmix

JL FBMC: NNF 1–8760

- Der **europäische Erzeugungsmix** zeigt **kaum sichtbare Unterschiede** zwischen beiden Varianten
- Französischer Erzeugungsmix** wird weiterhin von **Kernenergie dominiert** (ca. 48 %)
- Deutscher Erzeugungsmix** von **Wind und PV** geprägt
- Deutschland** mit ca. 56 Mio. t **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** im direkten europäischen Vergleich und damit für knapp ein Viertel der europäischen CO₂-Menge des Stromsektors verantwortlich
- Insgesamt **deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen im Stromsektor** – zum Vergleich:
 - BA2022 t+1 BP-Sensi:** EU 781 Mio. t/ DE 208 Mio. t
 - LA2030 Var. A:** EU 206 Mio. t/ DE 56 Mio. t
 - LA2030 Var. B:** EU 207 Mio. t/ DE 56 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

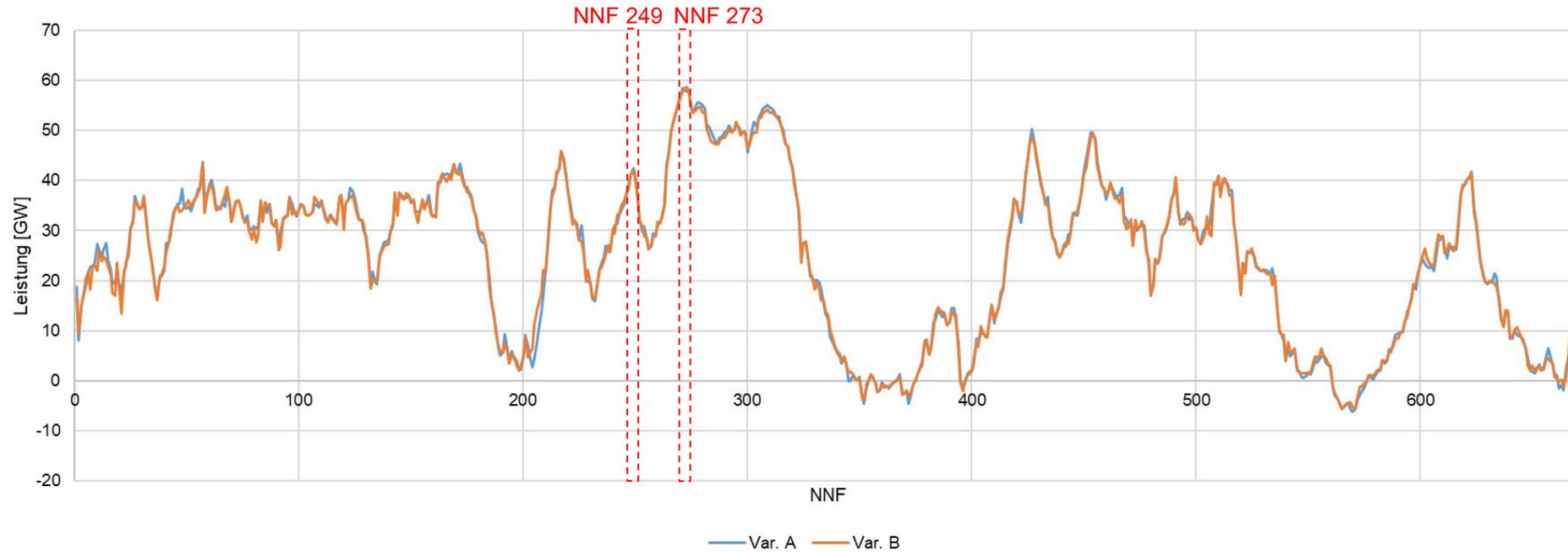
I.6. Marktsimulation

Jahreslauf (Variante A & B)

Grenzsituation (Variante A & B)

Nord-Süd-Transportaufgabe

GS FBMC: NNF 1–672



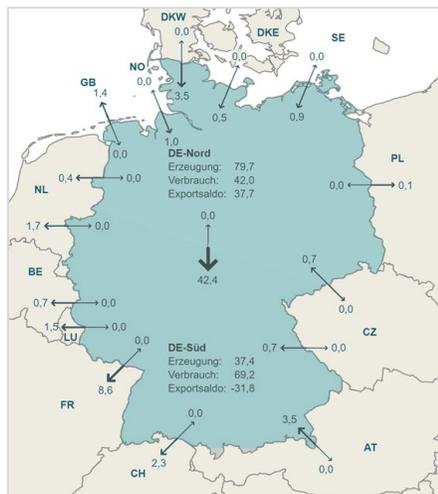
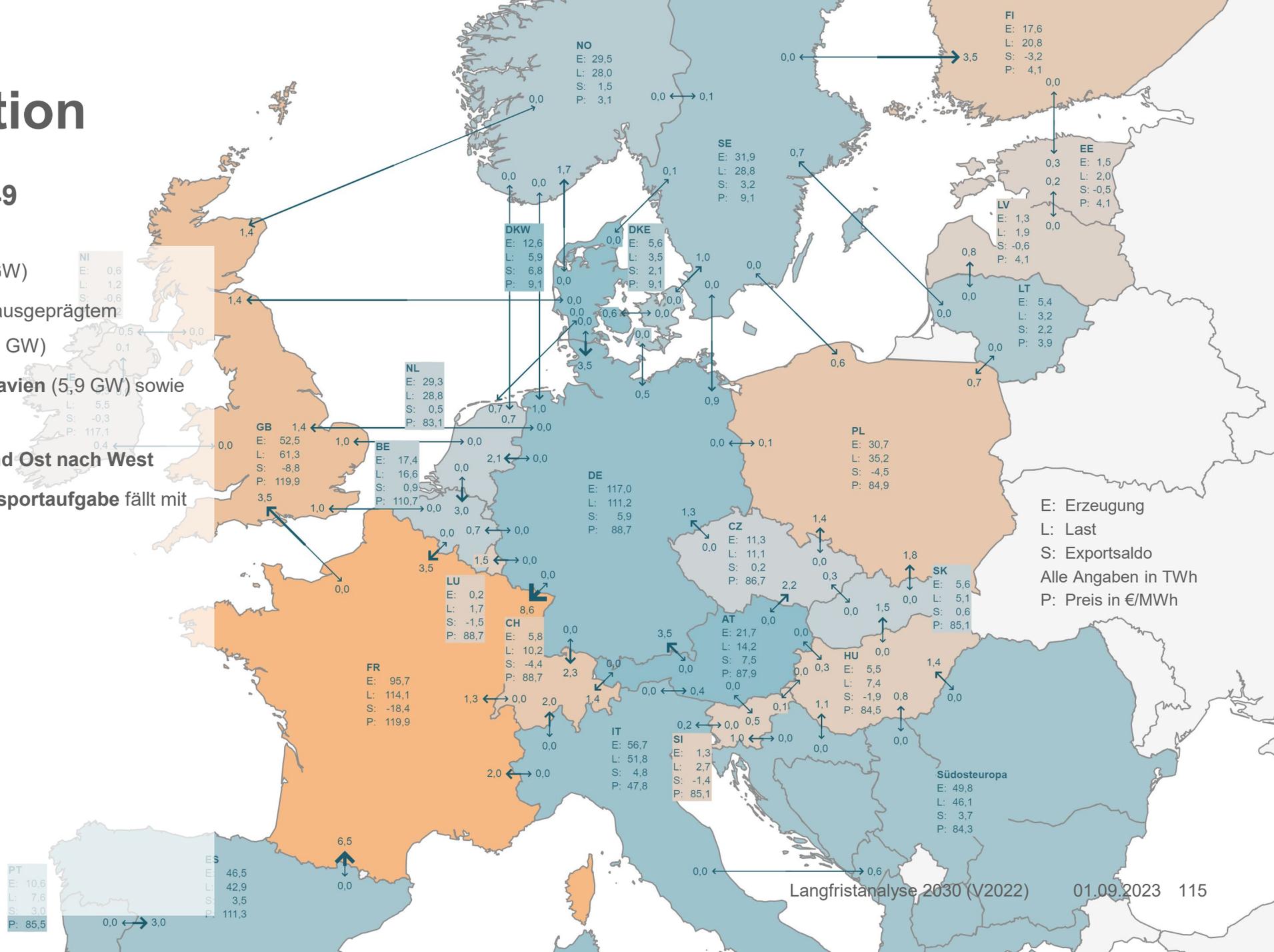
Auslegungsrelevante NNFs gem. Redispatchanalysen (Netzanalysen):

- **Var. A | NNF 249** zeigt eine signifikante aber im Vergleich zu den umliegenden Stunden **moderate Nord-Süd-Transportaufgabe** (ca. 42 GW)
- **Var. B | NNF 273** ist gekennzeichnet durch eine **maximale Nord-Süd-Transportaufgabe** (ca. 58 GW)

Handelssituation

GS FBMC: Var. A | NNF 249

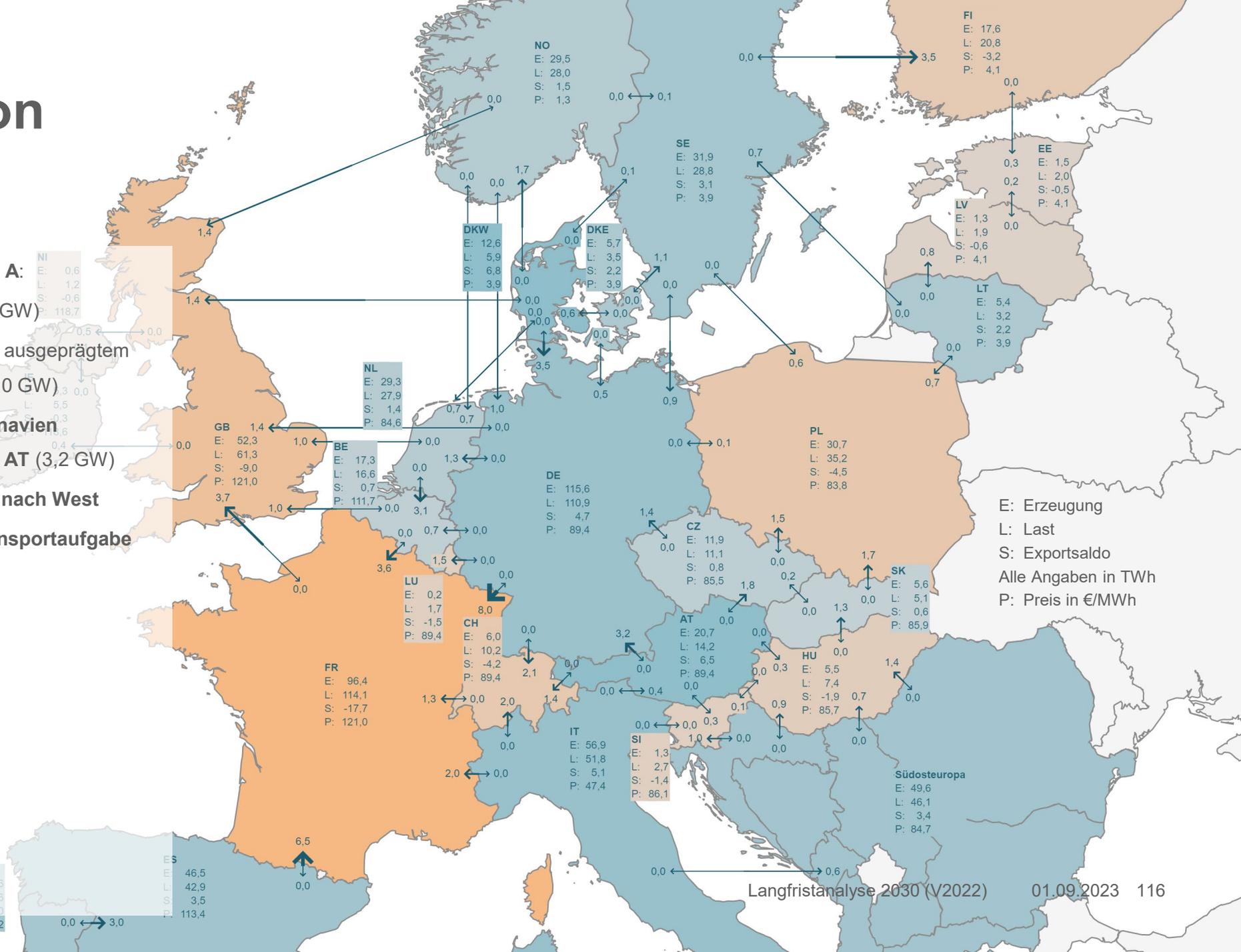
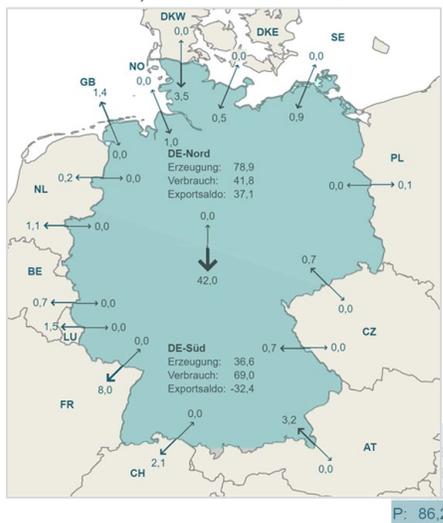
- Starklast-Situation in DE (111,2 GW)
- Hoher Importbedarf FRs führt zu ausgeprägtem Handelsfluss in Richtung FR (8,6 GW)
- gleichzeitiger Import aus Skandinavien (5,9 GW) sowie CZ (1,3 GW) und AT (3,5 GW)
- Europ. Handelsfluss aus Nord und Ost nach West
- Die innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe fällt mit 42,4 GW moderat aus



Handelssituation

GS FBMC: Var. B | NNF 249

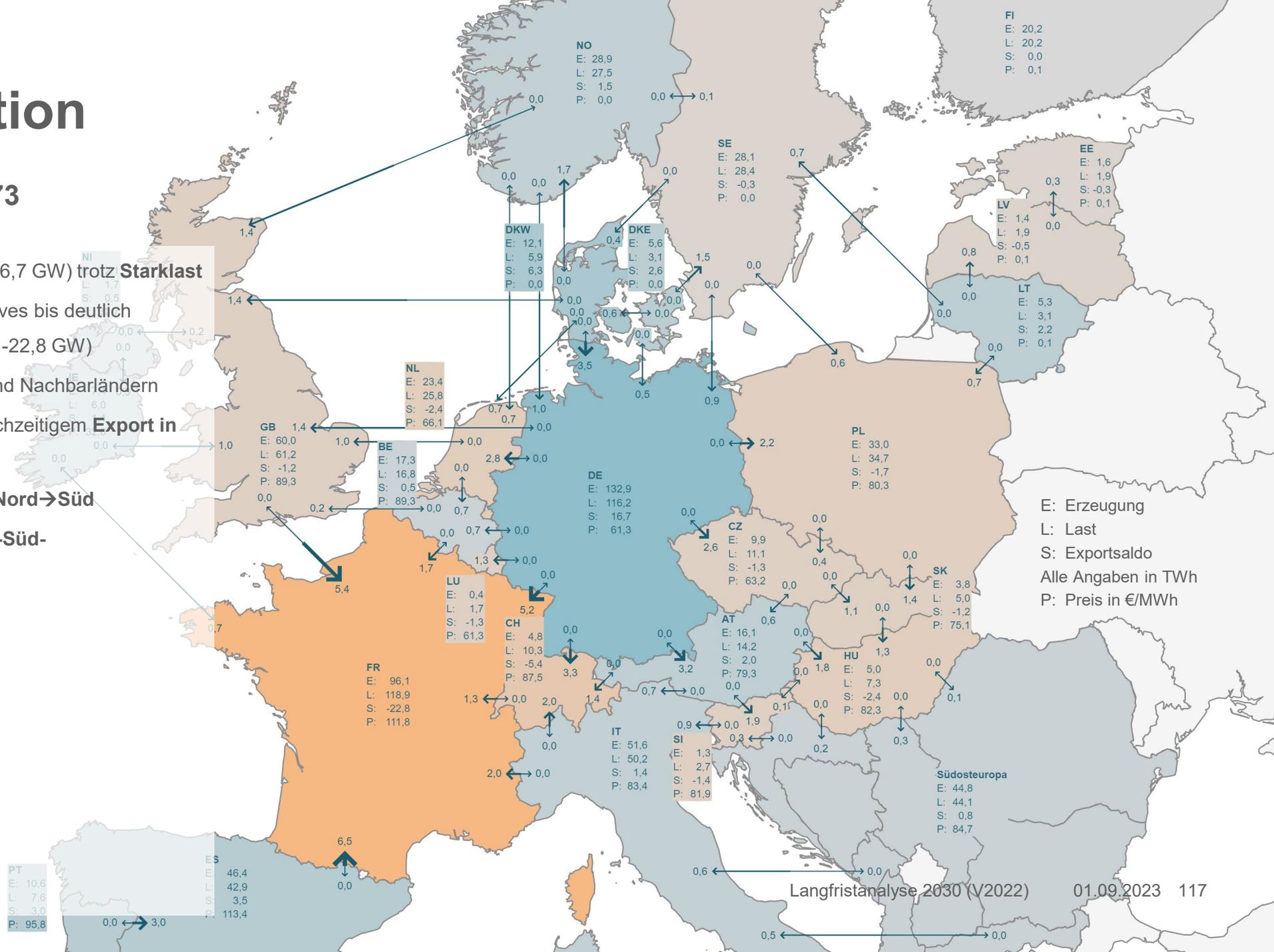
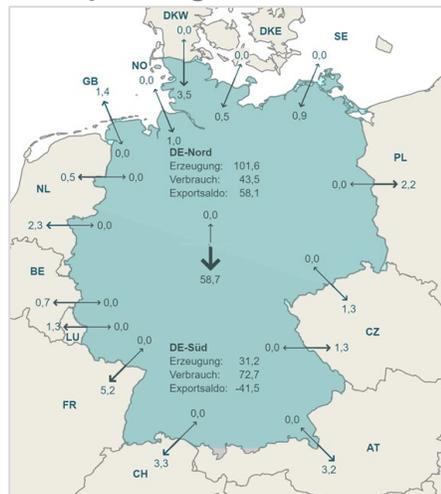
- Ähnliche Handelssituation wie in Var. A:
 - Starklast-Situation in DE (110,9 GW)
 - Hoher Importbedarf FRs führt zu ausgeprägtem Handelsfluss in Richtung FR (8,0 GW)
 - gleichzeitiger Import aus Skandinavien (5,9 GW) sowie CZ (1,4 GW) und AT (3,2 GW)
 - Handelsfluss aus Nord und Ost nach West
 - Die innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe fällt mit 42,0 GW moderat aus



Handelssituation

GS FBMC: Var. B | NNF 273

- **Ausgeprägtes Exportsaldo DE (16,7 GW) trotz Starklast**
- **Nachbarländer nur schwach positives bis deutlich negatives Handelssaldo (z.B. FR = -22,8 GW)**
- **Deutlicher Price-Spread zw. DE und Nachbarländern**
- **Import aus Skandinavien bei gleichzeitigem Export in Richtung West, Süd und Ost**
- **Europ. Handelsfluss in Richtung Nord→Süd**
- **Signifikante innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe von 58,7 GW**



Erzeugung und Last in Deutschland

GS FBMC: Var. A und B

Erzeugungsleistung [GW]	Var. A	Var. B	
	NNF 249	NNF 249	NNF 273
Erzeugung Konventionell	24,5	24,5	8,1
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0
Erdgas	17,3	17,3	0,3
Sonstige Thermische	2,5	2,5	3,2
KWK<10MW	4,6	4,6	4,6
Virtuelle Reserve	0,0	0,0	0,0
Erzeugung Stromspeicher	9,0	9,4	1,1
Erzeugung Erneuerbare	83,6	81,7	123,7
Wind Onshore	48,9	48,9	84,4
Wind Offshore	23,9	23,9	28,5
Photovoltaik	1,3	1,3	1,5
Biomasse	6,8	5,0	6,8
Lauf- und Speicherwasser	2,3	2,3	2,2
Sonstige Erneuerbare	0,4	0,4	0,4
Erzeugung Gesamt	117,0	115,6	132,9
Bruttostromverbrauch	111,2	110,9	116,2
Stromspeicher	0,0	0,0	1,5
Preissensitive Lasten	2,1	2,1	7,9
Elektromobilität	19,4	19,4	17,6
Großverbraucher	3,3	3,3	3,2
Konventionell	76,6	76,6	77,0
Wärmepumpen	7,0	7,0	5,7
Netzverluste	2,8	2,5	3,3
Exportsaldo	5,8	4,7	16,7
Import (inkl. Nord-Süd)	53,3	52,4	64,6
Export (inkl. Nord-Süd)	59,1	57,1	81,3

Var. A und Var. B – NNF 249:

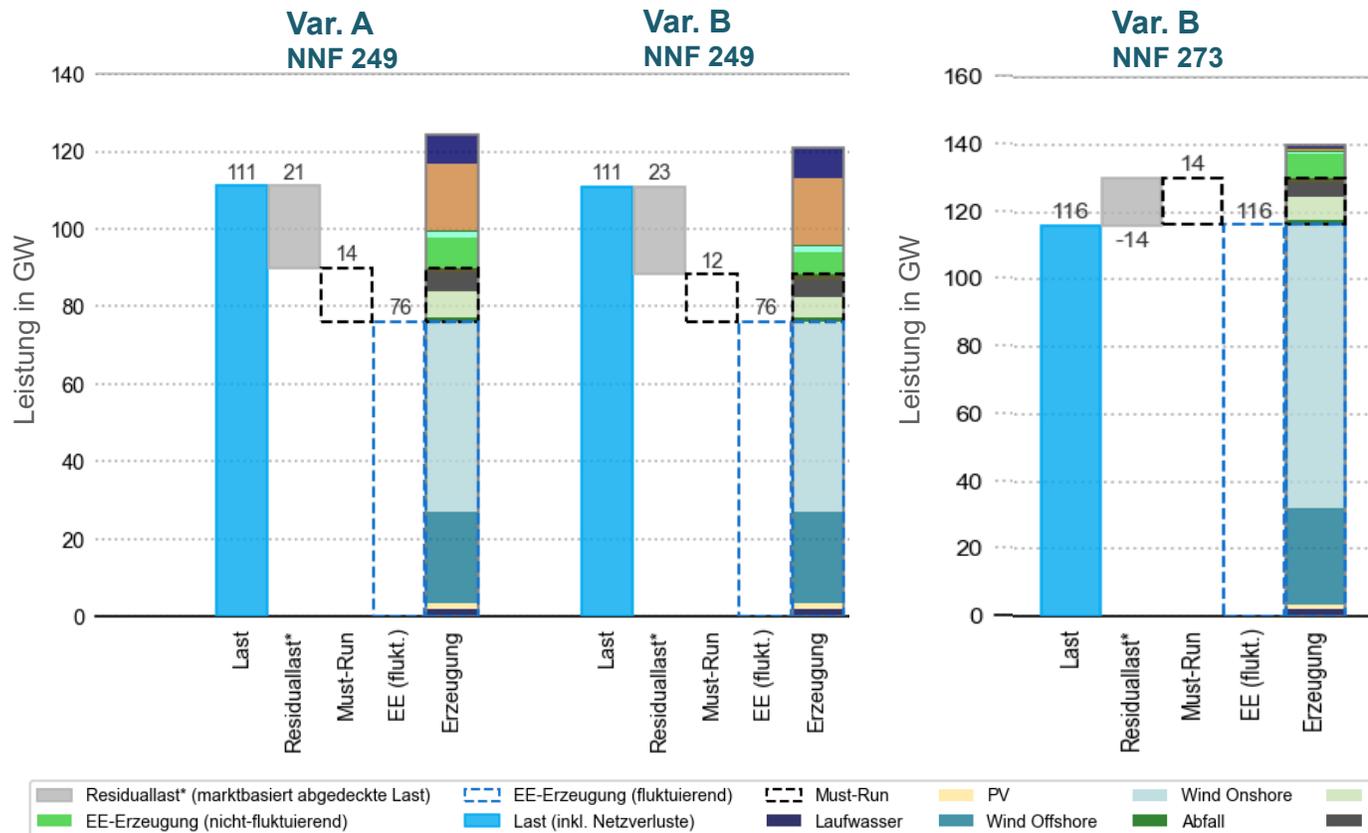
- Sehr ähnlicher Erzeugungsmix in beiden Varianten
- Signifikante Erzeugung aus **ErdgasKW** (17,3 GW)
- Ausgeprägte **Stromnachfrage** (111,2 GW bzw. 110,9 GW)
- **EE-Anteil** von **71 %** an Gesamterzeugung geprägt durch Wind Onshore und Offshore

Var. B – NNF 273:

- Klassische **Starkwind-/Starklastsituation** geprägt durch geringen konventionellen Anteil (8%) bei gleichzeitig hohem EE-Anteil (92%) an der Gesamterzeugung sowie **hoher Stromnachfrage**
- **Winderzeugung** mit Anteil von 85% an der Gesamterzeugung dominierend
- **Sehr geringe PV Einspeisung**

Erzeugung und Last in Deutschland

GS FBMC: Var. A und B



Var. A und Var. B – NNF 249:

- Positive Residuallast von 21 GW bzw. 23 GW
- Einsatz konventioneller Leistung – insbesondere von ErdgasKW – benötigt

Var. B – NNF 273:

- Klassische Starkwind-Starklast-Situation mit deutlich negativer Residuallast von -14 GW, wodurch ein starker Export in die Nachbarländer begünstigt wird

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. **Netzanalysen**

I.8. Fazit Netzanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.7. Netzanalysen

Grenzsituation (Variante A)

Grenzsituation (Variante B)

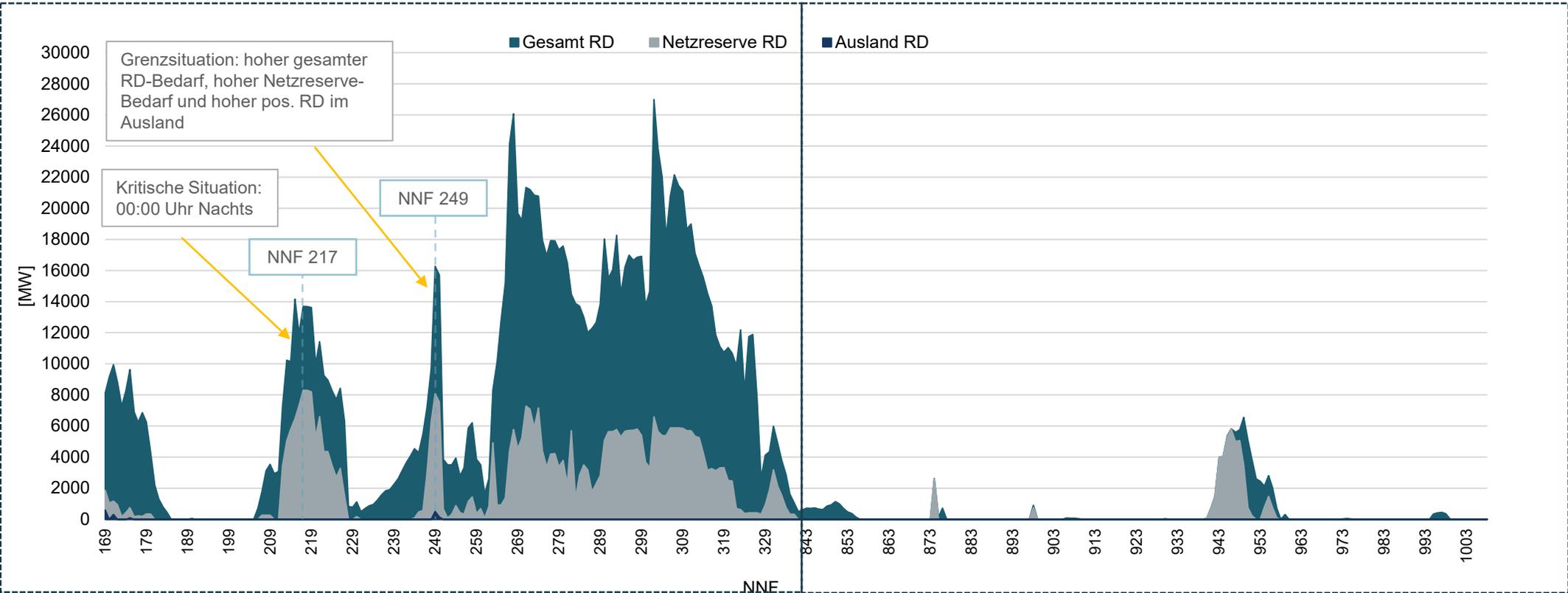
Jahreslauf (Variante A & B)

Netzreserve-Portfolio (Variante A & B)

Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve (Variante A & B)

Identifikation der Grenzsituation (Variante A)

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (initial) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



1. Synthetische Woche (Starklast/Starkwind)

2. Synthetische Woche (Dunkelflaute)

Identifikation der Grenzsituation (Variante A)

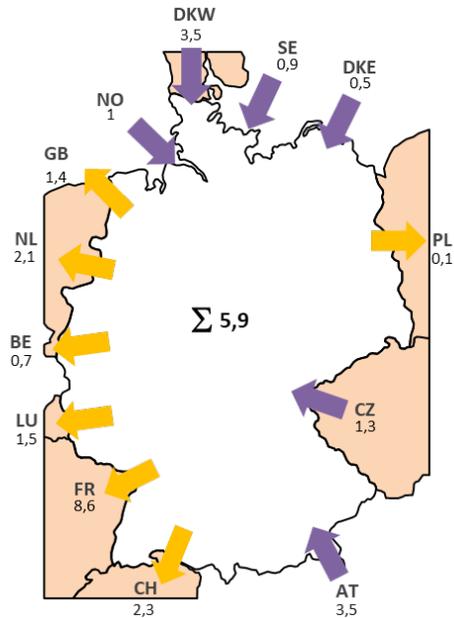
RD-Ergebnisse synthetischen Wochen (initial) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation

- NNF 249
 - Mit NNF 217 höchster Einsatz der Netzreserve und zusätzlicher Bedarf von ausländischen RD-Potenzialen
- NNF 217
 - Ähnlich hoher Einsatz der Netzreserve
 - Für eine Nachtstunde ist die Last sehr hoch → Grund: Ladeverhalten der E-Mobilität
 - Durch (netznutzungsfallspezifische) topologische Maßnahmen kann der Einsatz der Netzreserve unter den Bedarf der Netzreserve im NNF 249 reduziert werden.
 - Kein Bedarf an ausländischem RD-Potential notwendig

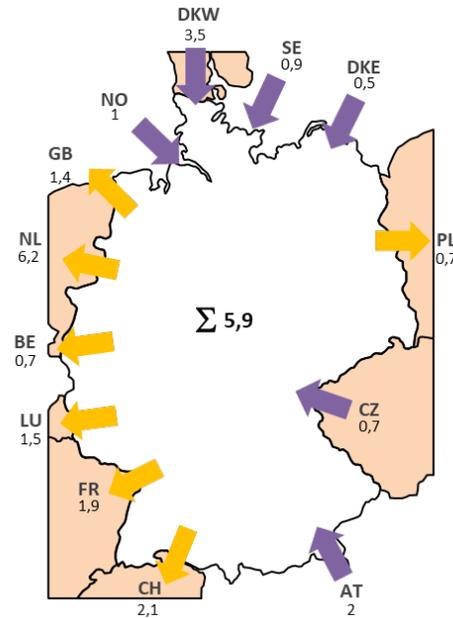
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss

Variante A – Grenzsituation – NNF 249 initial mit topologischen Maßnahmen

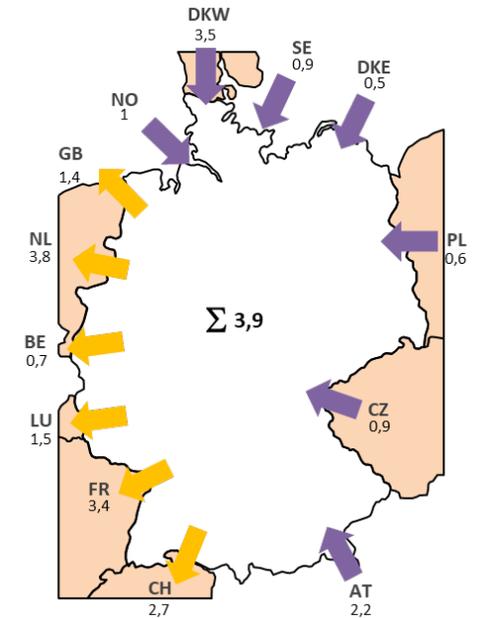
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



Leistungsfluss nach RD

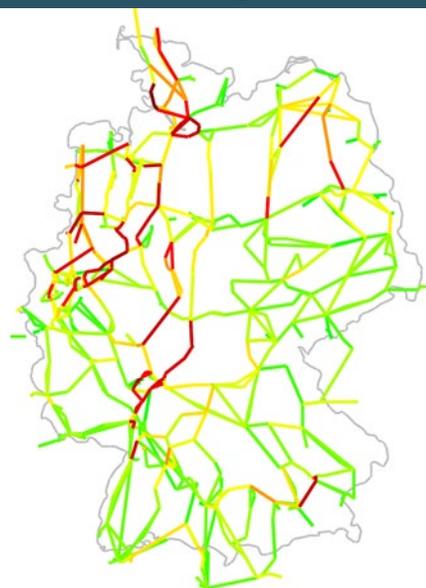


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (5,9 GW)
- Hoher Handelsexport nach Westen (GB,NL,BE,LU,FR,CH) (16,6 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch vor allem an der Grenze NL (6,2 GW)
- Durch RD in AT (1,5 GW) und BE (0,5 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,0 GW auf 3,9 GW

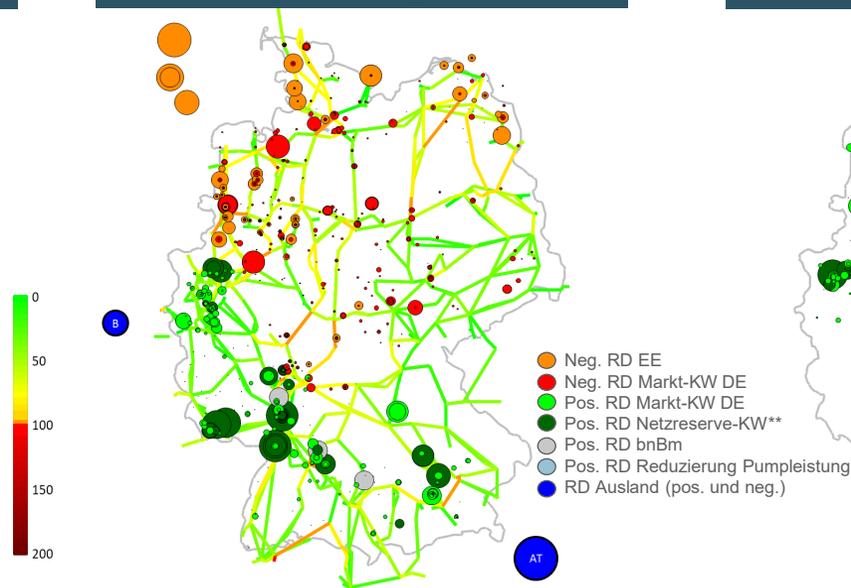
Auslastung und Redispatch

Variante A – Grenzsituation – NNF 249 initial mit topologischen Maßnahmen

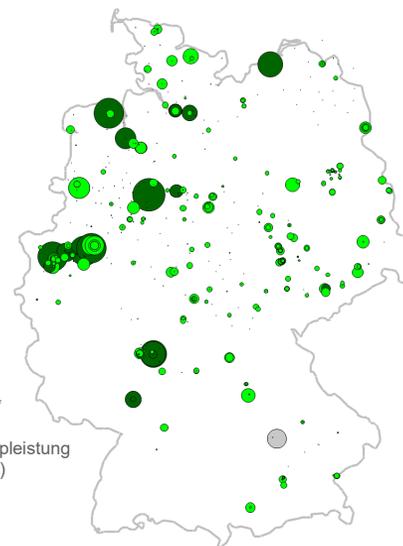
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	4,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	3,2
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,5
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	16,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	5,0
Pos. RD Netzreserve in DE³	8,1
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	0,3
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,9
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,5
Summe <u>positiver</u> RD¹	16,3

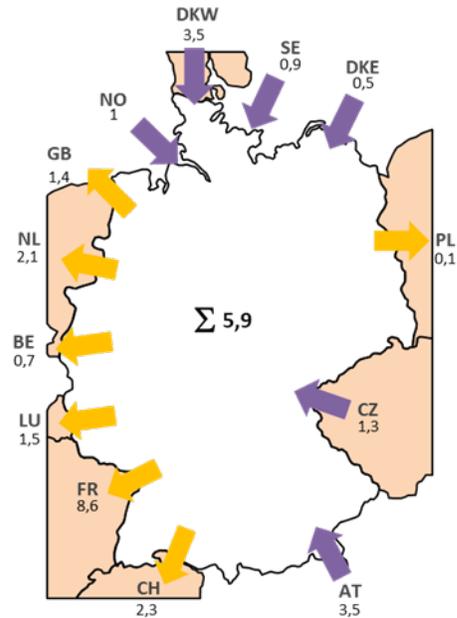
- Stunde 249 zeichnet sich durch mittlere Windeinspeisung bei hoher Last aus und bedingt damit einen hohen Einsatz von Marktkraftwerken
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 8,1 GW und zusätzlich 0,5 GW Redispatchbedarf im Ausland (BE)

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

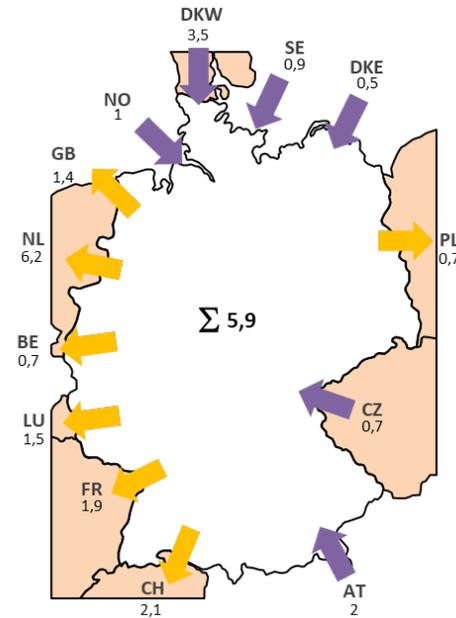
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss

Variante A – Grenzsituation – NNF 249 robust mit topologischen Maßnahmen

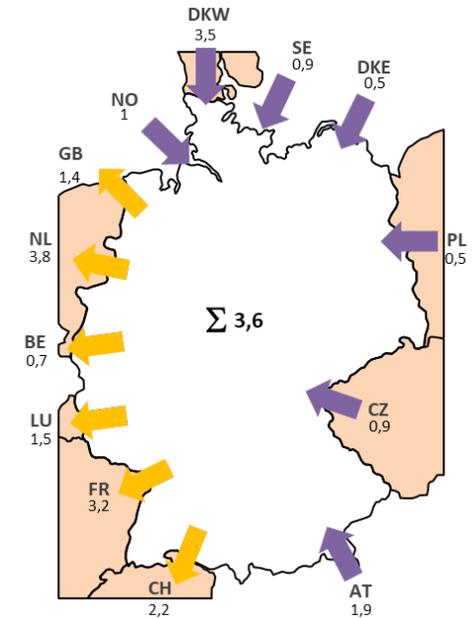
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



Leistungsfluss nach RD

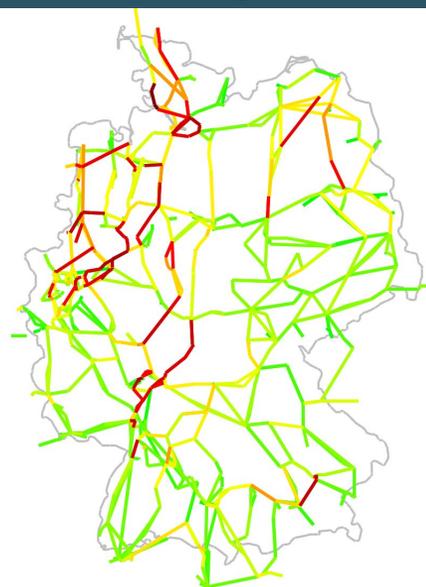


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (5,9 GW)
- Hoher Handelsexport nach Westen (GB,NL,BE,LU,FR,CH) (16,6 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch vor allem an der Grenze NL (6,2 GW)
- Durch RD in AT (1,5 GW) und BE (0,8 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,3 GW auf 3,6 GW

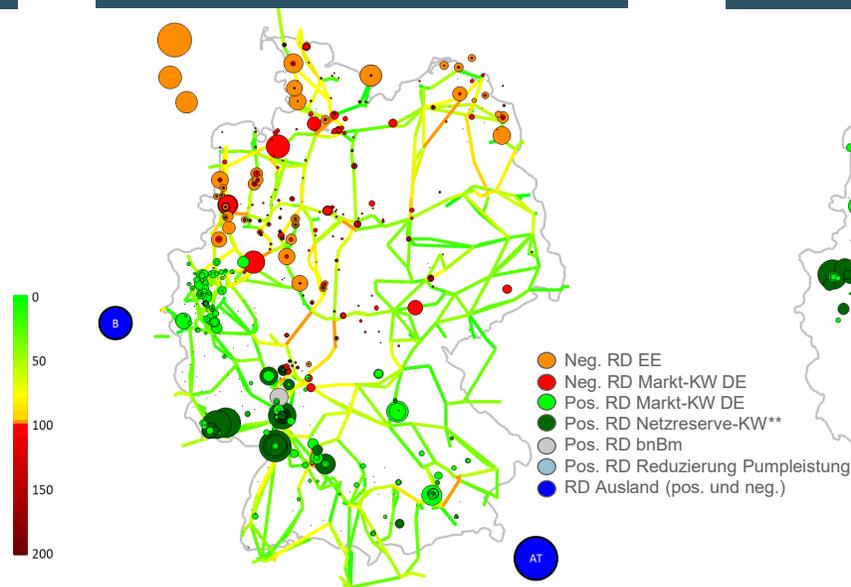
Auslastung und Redispatch

Variante A – Grenzsituation – NNF 249 robust mit topologischen Maßnahmen

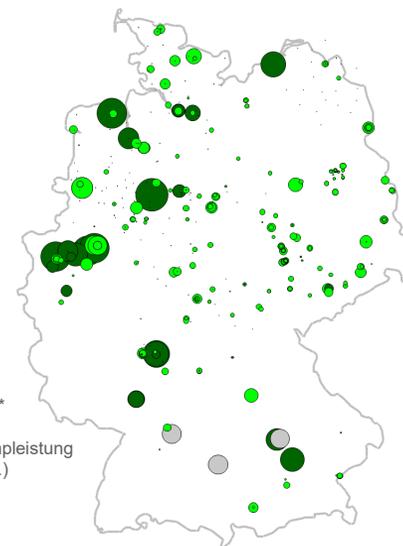
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	14,7
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	5,3
Pos. RD Netzreserve in DE³	5,8
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	1,0
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,3
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8
Summe <u>positiver</u> RD¹	14,7

- Stunde 249 zeichnet sich durch mittlere Windeinspeisung bei hoher Last aus und bedingt damit einen hohen Einsatz von Marktkraftwerken
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,8 GW und zusätzlich 0,8 GW Redispatchbedarf im Ausland (BE)

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Netzanalyse – topologische Maßnahmen in Variante A

Variante A – Grenzsituation – topologische Maßnahmen

Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb (ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV-Dipperz
- 380-kV-Isar
- 380-kV-Unterweser
- 380-kV-Würgassen
- 220-kV-Mehrum
- 220-kV-Neurott
- 380-kV-Pulverdingen
- 380-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Gütersloh
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-St. Hülfe

Abgeschaltete Netzelemente:

- keine

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

Netzanalyse – Grenzsituationen (Variante A)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA22 t+1 robust	BA22 t+2 robust	LA2030 initial	LA2030 robust
Netzausbau-Variante	-	-	A	A
NNF	273	273	249	249
Betrachtungsjahr	2022/23	2023/24	2030/31	2030/31
	GW			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,4	10,4	4,7	5,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	4,3	4,9	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	3,2	2,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,9	1,4	3,5	3,2
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	18,2	16,1	16,3	14,7
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	8,3	8,3	5,0	5,3
Pos. RD Netzreserve in DE ³	7,1	5,3	8,1	5,8
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	0,3	1,0
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	-	-	0,9	0,3
Pos. RD in AT ($P_{max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	1,4	0,9	0,5	0,8
Summe positiver RD¹	18,2	16,1	16,3	14,7

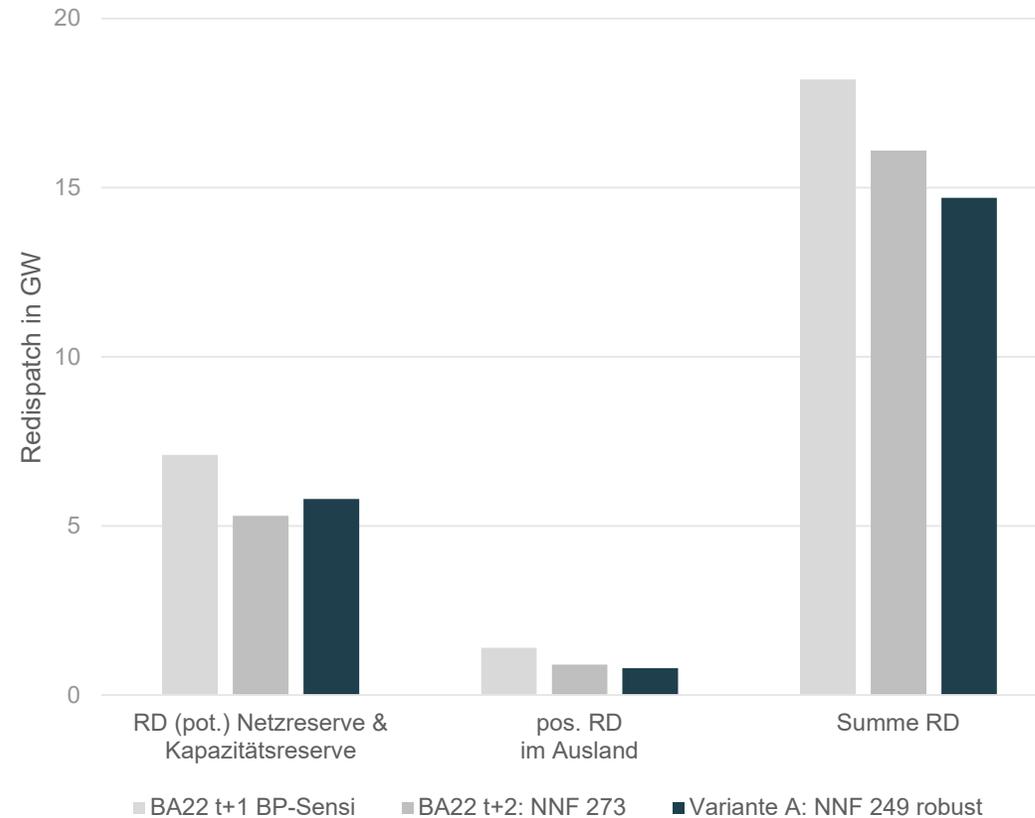
¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Enthält auch reduzierte Pumpleistung

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Vergleich der Grenzsituation Variante A



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.7. Netzanalysen

Grenzsituation (Variante A)

Grenzsituation (Variante B)

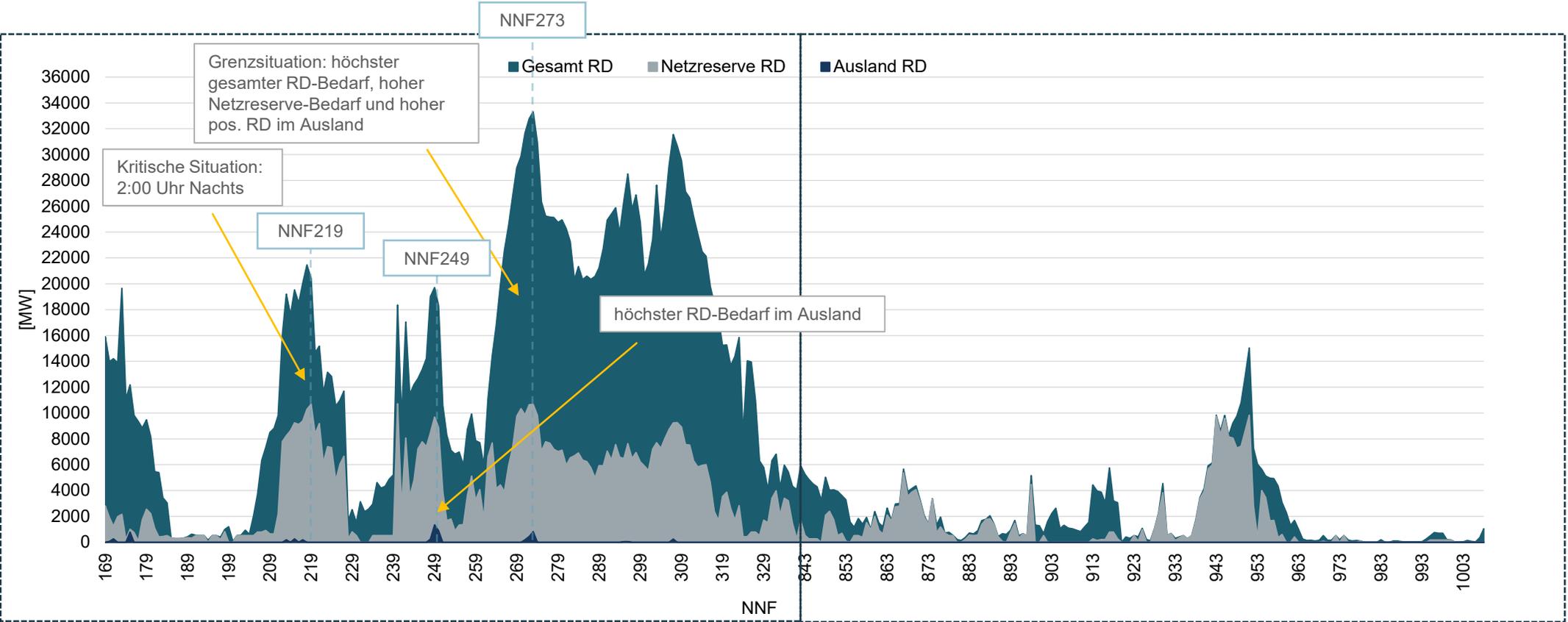
Jahreslauf (Variante A & B)

Netzreserve-Portfolio (Variante A & B)

Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve (Variante A & B)

Identifikation der Grenzsituation (Variante B)

RD-Ergebnisse synthetischen Wochen (initial) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



1. Synthetische Woche (Starklast/Starkwind)

2. Synthetische Woche (Dunkelflaute)

Identifikation der Grenzsituation (Variante B)

RD-Ergebnisse synthetischen Wochen (initial) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation

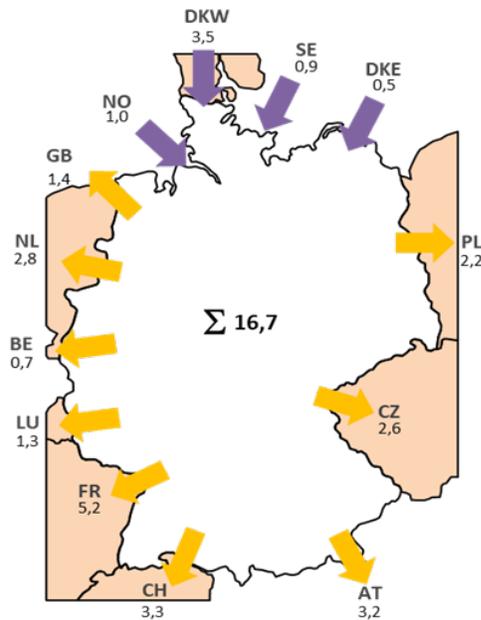
- NNF273
 - Hoher Einsatz der Netzreserve und zusätzliche Bedarf von ausländischen RD-Potenzialen
 - Höchster Bedarf an Redispatch

- NNF249
 - Dimensionierende Stunde für den Bedarf an Auslands-RD

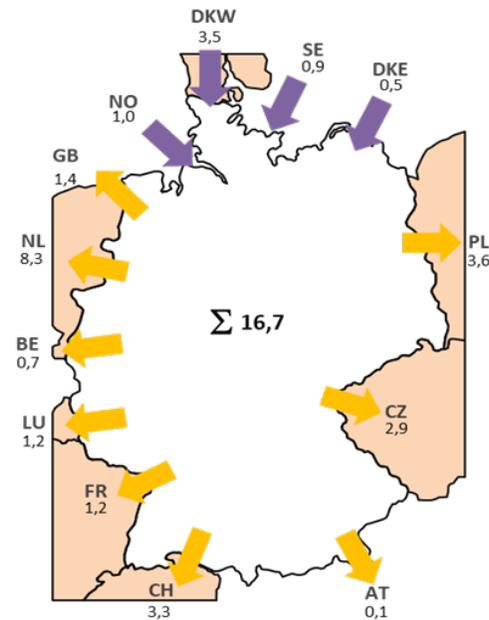
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss

Variante B – Grenzsituation – NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

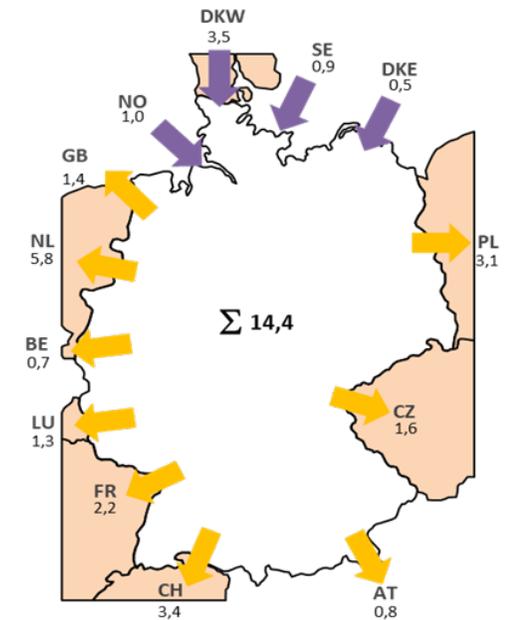
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



Leistungsfluss nach RD

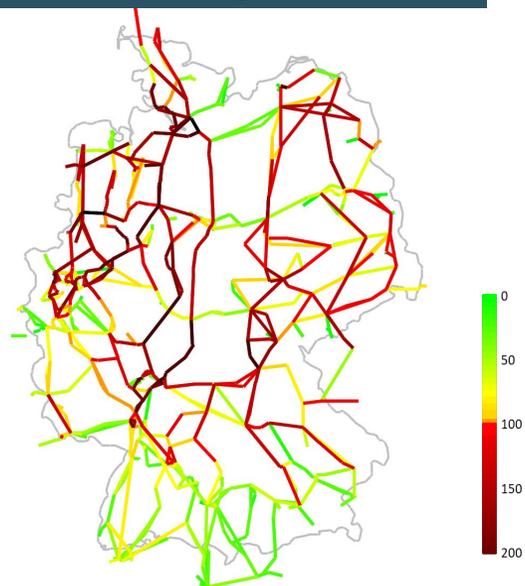


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (5,9 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden und Osten (FR/CH/AT/CZ/PL) (16,5 GW)
- Hoher physikalischer Export vor Redispatch an den Grenzen zu NL, CH, CZ und PL
- Durch RD in AT (1,5 GW) und FR (0,9 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,3 GW auf 14,4 GW

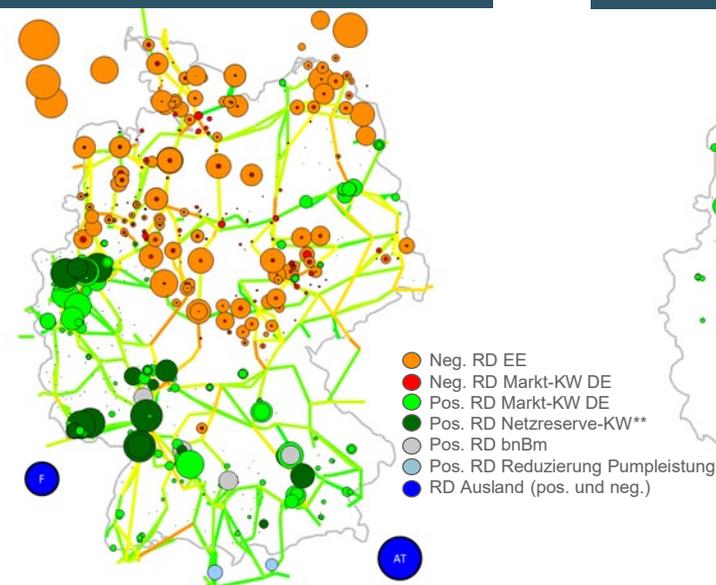
Auslastung und Redispatch

Variante B – Grenzsituation – NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	22,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	9,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	34,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	19,7
Pos. RD Netzreserve in DE³	10,7
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	1,2
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9
Summe <u>positiver</u> RD¹	34,5

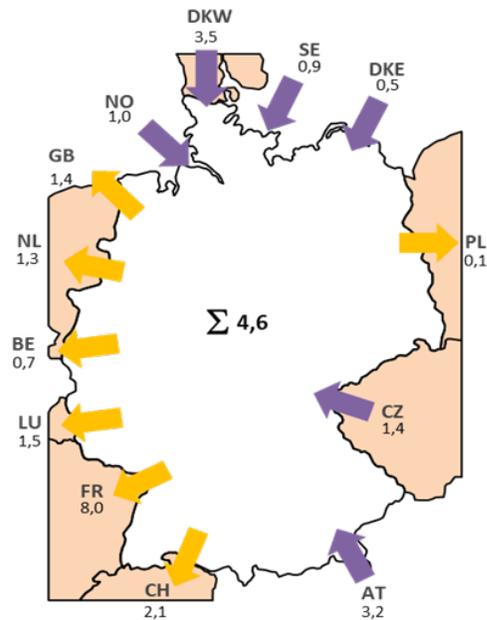
- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation
- Aufgrund des hohen Redispatchbedarfs durch die Nord-Süd-Transite reicht das Redispatchpotential der Marktkraftwerke nicht aus → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 10,7 GW und zusätzlich 0,9 GW Redispatchbedarf im Ausland.

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

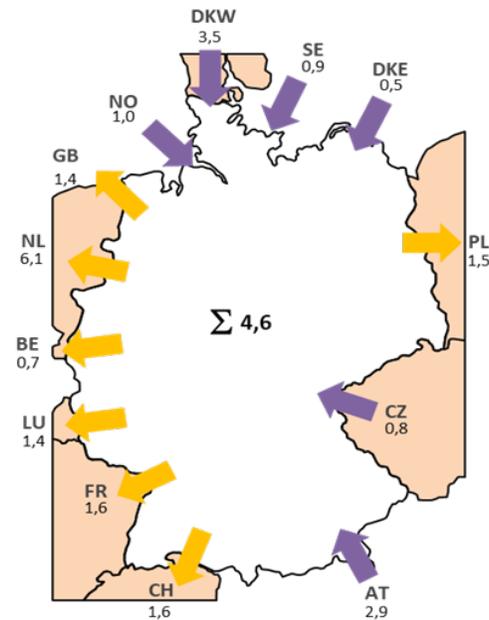
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss

Variante B – Stunde mit höchstem RD-Bedarf im Ausland – NNF 249 robust mit topologischen Maßnahmen

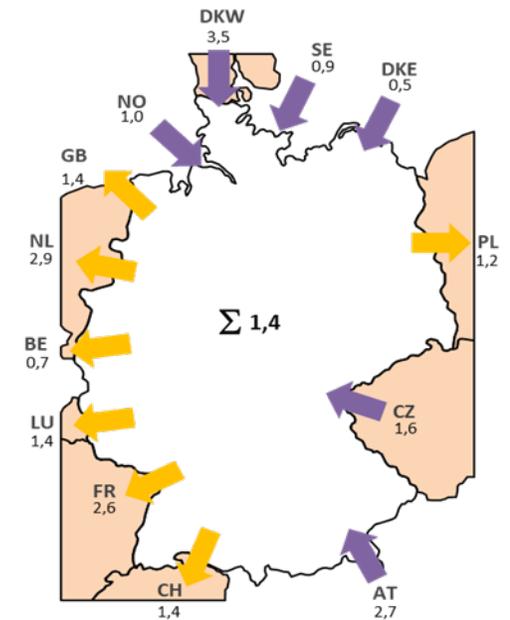
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



Leistungsfluss nach RD

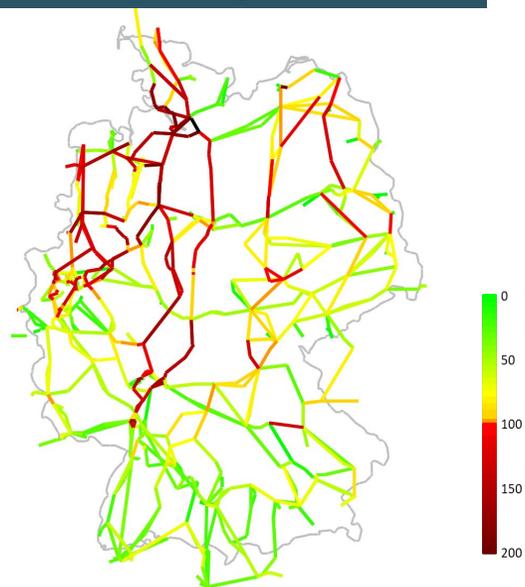


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (5,9 GW)
- Hoher Handelsexport nach Westen (CH/FR/LU/BE/NL) (13,6 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor RD an den Grenzen zu NL, LU, FR, CH und PL
- Durch RD in AT (1,5 GW) und BE (1,7 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 3,2 GW auf 1,4 GW

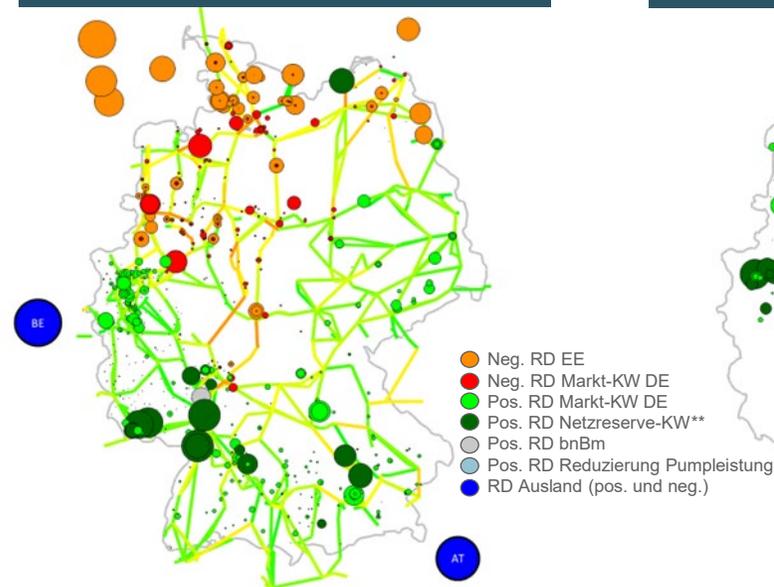
Auslastung und Redispatch

Variante B – Stunde mit höchstem RD-Bedarf im Ausland – NNF 249 robust mit topologischen Maßnahmen

Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	8,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	19,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	6,6
Pos. RD Netzreserve in DE³	7,6
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	1,7
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,3
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	1,7
Summe <u>positiver</u> RD¹	19,4

- Stunde 249 zeichnet sich durch mittlere Windeinspeisung bei hoher Last aus und bedingt damit einen hohen Einsatz von Marktkraftwerken
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 7,6 GW und zusätzlich 1,7 GW Redispatchbedarf im Ausland (BE)

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
² Enthält auch reduzierte Pumpleistung
³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Netzanalyse – topologische Maßnahmen in Variante B

Variante B – Grenzsituation – topologische Maßnahmen

Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb (ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV-Dipperz
- 220-kV-Ingolstadt
- 380-kV-Unterweser
- 380-kV-Würgassen
- 220-kV-Neurott
- 380-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Gütersloh
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-Merzen
- 380-kV-St. Hülfe

Abgeschaltete Netzelemente:

- keine

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

Netzanalyse – Grenzsituationen (Variante A & B)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA22 t+1 robust	BA22 t+2 robust	LA2030 initial	LA2030 robust	LA2030 initial	LA2030 robust	LA2030 robust
Netzausbau-Variante	-	-	A	A	B	B	B
NNF	273	273	249	249	273	273	249
Betrachtungsjahr	2022/23	2023/24	2030/31	2030/31	2030/31	2030/31	2030/31
	GW						
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,4	10,4	4,7	5,0	20,6	22,5	6,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	4,3	4,9	4,2	10,6	9,8	8,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	3,2	2,4	1,9	2,1	2,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,9	1,4	3,5	3,2	0,1	0,1	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	18,2	16,1	16,3	14,7	33,3	34,5	19,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	8,3	8,3	5,0	5,3	18,7	19,7	6,6
Pos. RD Netzreserve in DE ³	7,1	5,3	8,1	5,8	10,7	10,7	7,6
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	0,3	1,0	0,5	0,5	1,7
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	-	-	0,9	0,3	1,2	1,2	0,3
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	1,4	0,9	0,5	0,8	0,8	0,9	1,7
Summe positiver RD¹	18,2	16,1	16,3	14,7	33,3	34,5	19,4

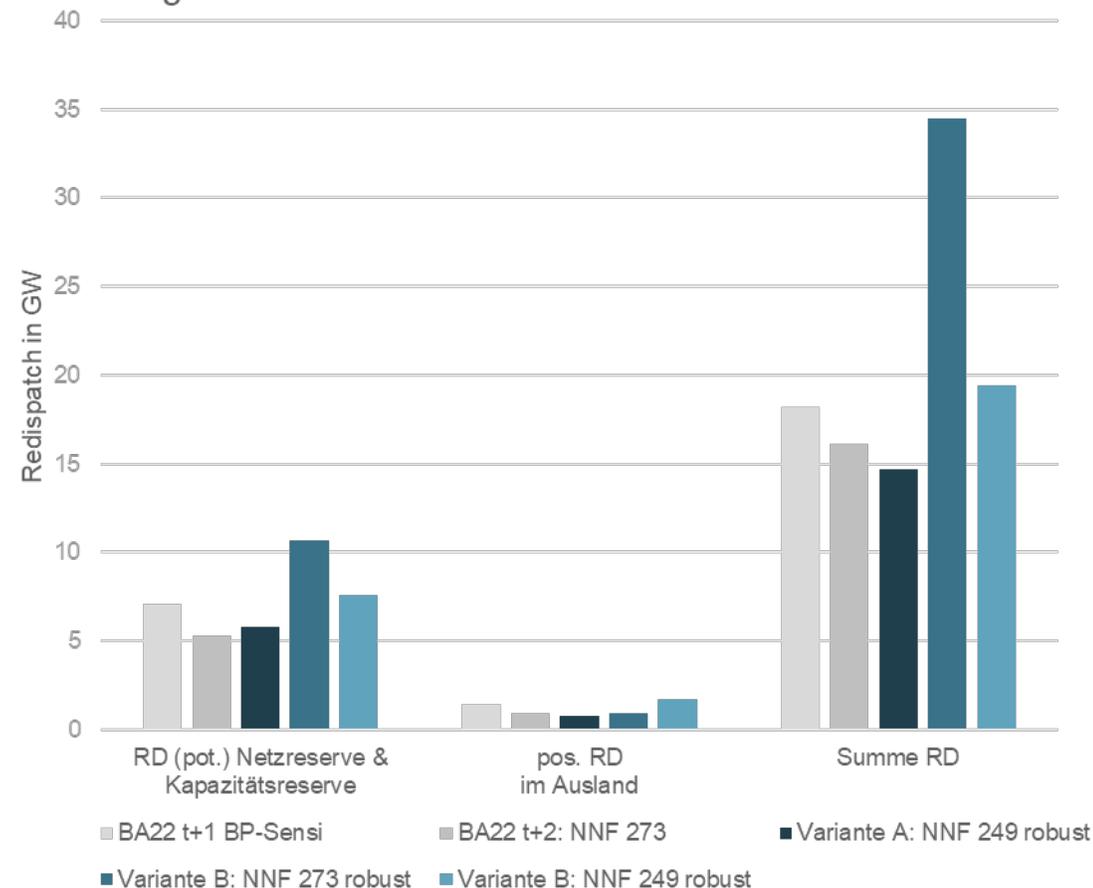
¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Enthält auch reduzierte Pumpleistung

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Vergleich der Grenzsituation Variante A und Variante B



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.7. Netzanalysen

Grenzsituation (Variante A)

Grenzsituation (Variante B)

Jahreslauf (Variante A & B)

Netzreserve-Portfolio (Variante A & B)

Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve (Variante A & B)

Netzanalyse – Jahresläufe (Variante A & B)

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA22 t+1 robust	BA22 t+2 robust	LA2030 robust	LA2030 robust
Netzausbau-Variante	-	-	A	B
Betrachtungsjahr	2022/23	2023/24	2030/31	2030/31
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,4	7,5	4,8	13,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,9	4,4	6,6	9,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,4	0,4	1,9	2,7
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	1,4	3,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	10,9	3,4	0,9	2,0
Neg. RD im Ausland	0,01	0,08	0,01	0,01
Summe negativer RD¹	23,6	15,8	15,5	30,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	22,0	14,8	10,3	21,4
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,19	0,5	0,9	4,3
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	-	-	0,07	0,2
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	-	-	0,0	0,0
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	0,5	0,6	4,2	4,3
Pos. RD im Ausland	0,01	0,01	0,03	0,07
Summe positiver RD¹	23,6	15,8	15,5	30,3

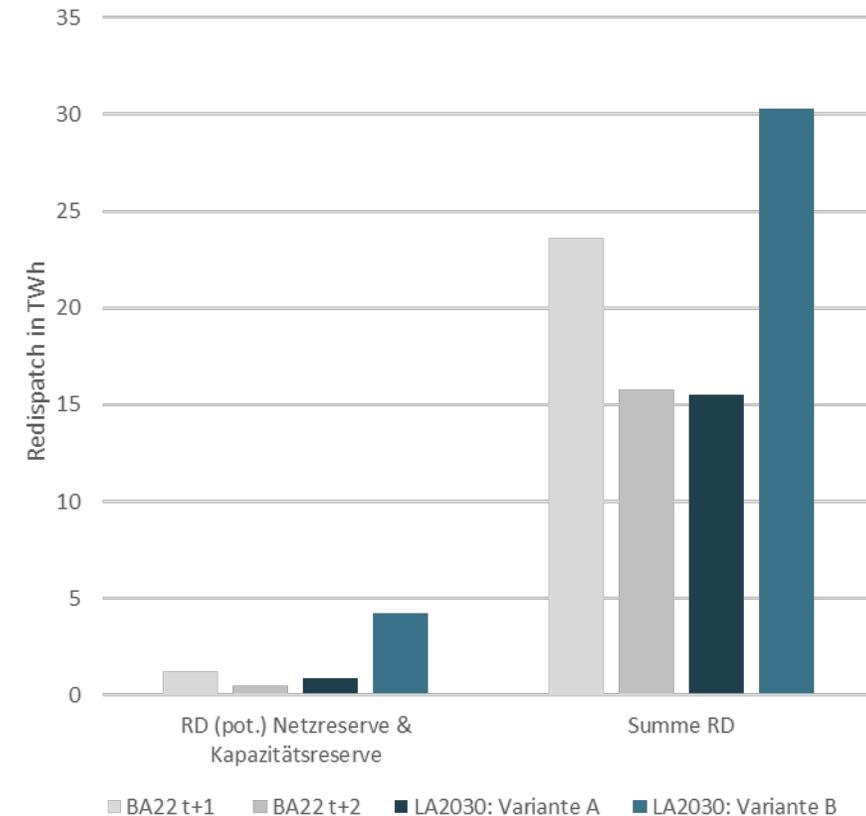
¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Enthält auch reduzierte Pumpleistung

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

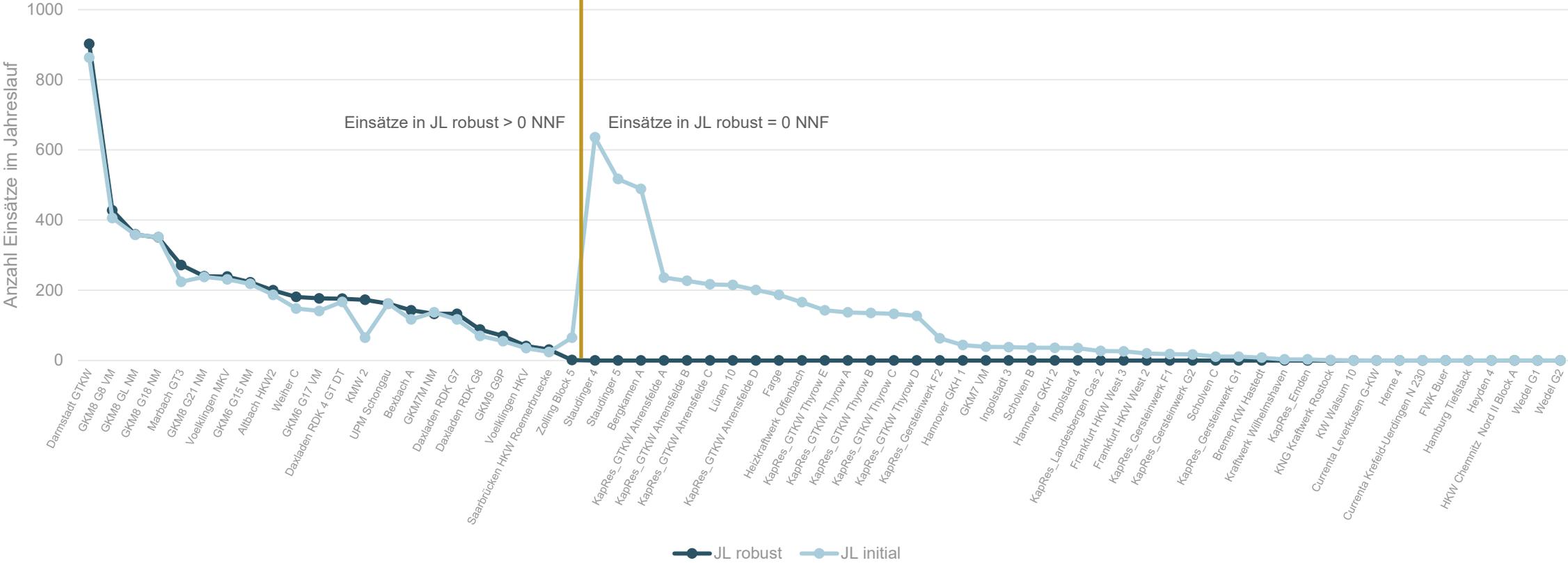
⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Vergleich der Jahresläufe



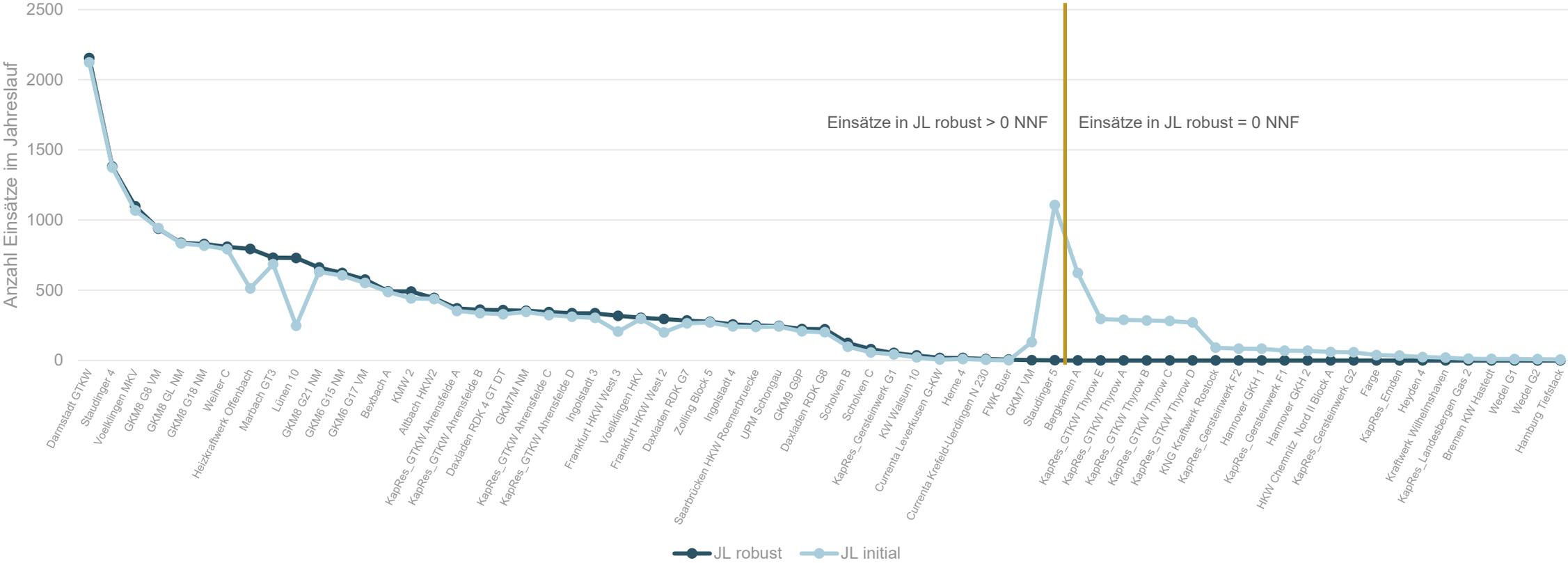
Einsatz Netzreserve Variante A

Kraftwerke in der Robustheitsprüfung



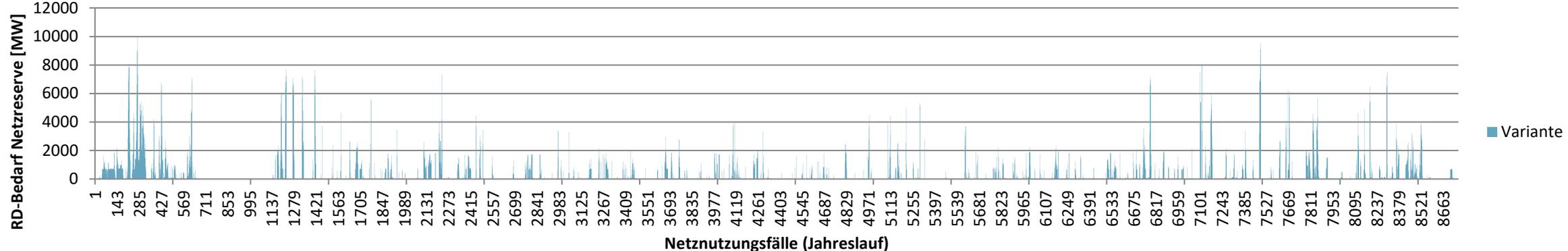
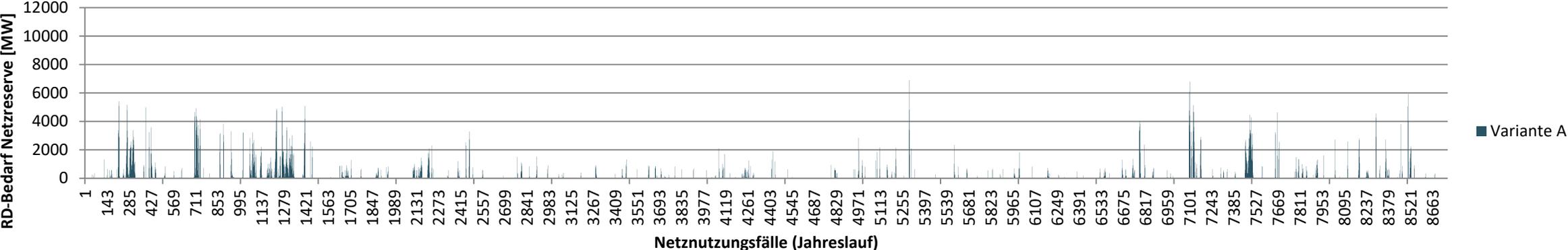
Einsatz Netzreserve Variante B

Kraftwerke in der Robustheitsprüfung



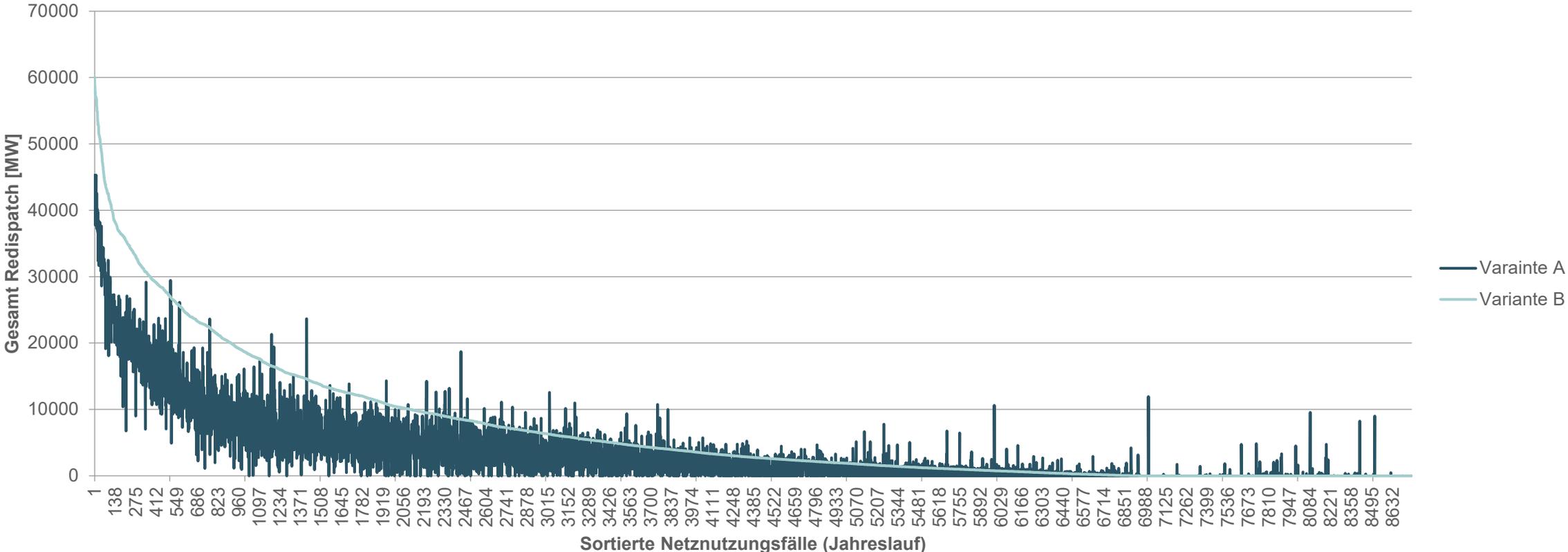
Netzanalyse – Jahresläufe (Variante A & B)

Einsatz der potenziellen Netzreserve im robusten Jahreslauf LA2030



Netzanalyse – Jahresläufe (Variante A & B)

Vergleich des Gesamt-Redispatches der robusten Jahresläufe



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.7. Netzanalysen

Grenzsituation (Variante A)

Grenzsituation (Variante B)

Jahreslauf (Variante A & B)

Netzreserve-Portfolio (Variante A & B)

Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve (Variante A & B)

Netzanalyse - Robustes Netzreserve-Portfolio

Prüfung des Jahreslaufs mit dem Reserve-Portfolio der Grenzsituation

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	LA2030 Var. A (NNF249)					LA2030 Var. B (NNF273)				
				Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <100) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <100) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio
Altbach HKW2	4041	336	765	187	336	336	200	X	438	336	336	445	X
Bergkamen A	7027	717	846	489	0	0	0		623	0	0	0	
Bexbach A	7040	726	886	117	726	726	143	X	488	726	726	493	X
Bremen KW Hastedt	2074	119	685	8	0	0	0		11	0	0	0	
Currenta Krefeld-Uerdingen N 230	7983	110	1248	0	0	0	0		4	110	110	10	X
Currenta Leverkusen G-KW	7934	103	1228	0	103	0	0		6	103	103	18	X
Darmstadt GTKW	7921	95	423	863	95	95	902	X	2123	95	95	2154	X
Daxladen RDK 4 GT DT	40045	342	725	167	342	342	176	X	329	342	342	358	X
Daxladen RDK G7	4014	490	765	117	490	490	133	X	265	490	490	284	X
Daxladen RDK G8	4015	834	786	70	834	834	88	X	201	834	834	222	X
Farge	2024	350	705	187	0	0	0		38	0	0	0	
Frankfurt HKW West 2	2084	62	1143	20	0	0	0		200	62	62	295	X
Frankfurt HKW West 3	2085	62	1153	26	0	0	0		206	62	62	318	X
FWK Buer	7163	70	1268	0	0	0	0		1	70	70	6	X
GKM6 G15 NM	4034	70	635	218	70	70	223	X	605	70	70	623	X
GKM6 G17 VM	4032	185	625	141	185	185	177	X	552	185	185	576	X
GKM7 VM	4026	213	942	39	0	0	0		131	0	0	2	X
GKM7M NM	4028	212	952	137	0	212	133	X	346	60	60	354	X
GKM8 G18 NM	4035	53	625	352	53	53	351	X	818	53	53	829	X
GKM8 G21 NM	4036	90	625	238	90	90	240	X	631	90	90	662	X
GKM8 G8 VM	4029	180	615	406	180	180	428	X	943	180	180	939	X
GKM8 GL NM	4037	112	625	358	112	112	359	X	833	112	112	838	X
GKM9 G9P	4030	843	866	55	821	607	70	X	207	838	836	224	X
Hamburg Tiefstack	8207	194	1087	0	0	0	0		7	0	0	0	
Hannover GKH 1	2056	136	640	44	0	0	0		83	0	0	0	
Hannover GKH 2	2057	136	650	36	0	0	0		69	0	0	0	
Heizkraftwerk Offenbach	2256	54	866	166	0	0	0		513	54	54	795	X
Herne 4	7236	449	1027	0	405	0	0		10	449	449	17	X
Heyden 4	2027	875	685	0	0	0	0		24	0	0	0	
HKW Chemnitz Nord II Block A	8629	67	1188	0	0	0	0		60	0	0	0	
Ingolstadt 3	2028	375	680	38	375	0	0		303	375	375	336	X
Ingolstadt 4	2029	386	690	35	386	0	0		242	386	386	257	X
KMW 2	7814a	256	947	65	256	256	173	X	442	256	256	491	X
KNG Kraftwerk Rostock	8121	514	725	1	0	0	0		91	0	0	0	
Kraftwerk Wilhelmshaven	2006	731	725	3	0	0	0		20	0	0	0	

Netzanalyse - Robustes Netzreserve-Portfolio

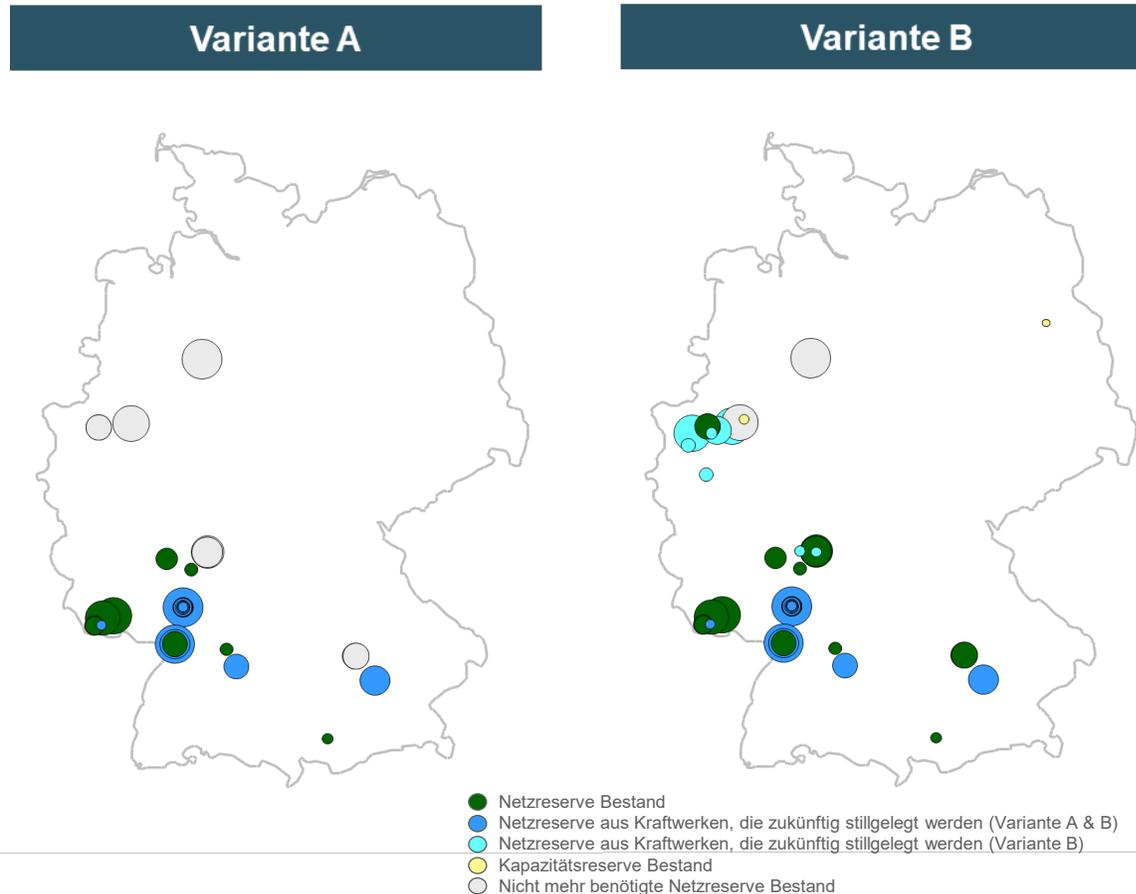
Prüfung des Jahreslaufs mit dem Reserve-Portfolio der Grenzsituation

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	LA2030 Var. A (NNF249)					LA2030 Var. B (NNF273)				
				Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <100) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <100) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio
KW Walsum 10	7600	725	906	0	0	0	0		22	725	725	36	X
Lünen 10	7666	735	584	215	0	0	0		247	0	704	730	X
Marbach GT3	4051	85	544	224	85	85	272	X	685	85	85	732	X
Saarbrücken HKW Roemerbruecke	7653	50	1067	24	50	50	31	X	239	50	50	250	X
Scholven B	7498	345	685	36	150	0	0		98	345	345	124	X
Scholven C	7494	345	725	11	345	0	0		57	345	345	81	X
Staudinger 4	2041	580	680	636	0	0	0		1375	0	389	1381	X
Staudinger 5	2042	510	690	517	0	0	0		1108	384	0	1	X
UPM Schongau	7997	64	1007	162	64	64	162	X	242	64	64	245	X
Voelklingen HKV	7161	211	1067	35	211	211	41	X	297	211	211	304	X
Voelklingen MKV	7162	179	705	231	179	179	239	X	1068	179	179	1098	X
Wedel G1	8214	137	947	0	0	0	0		10	0	0	0	
Wedel G2	8213	123	967	0	0	0	0		9	0	0	0	
Weier C	7614	656	886	148	656	656	181	X	792	656	656	810	X
Zolling Block 5	2044	472	786	65	472	0	1	X	270	472	472	276	X
KapRes Emden	2107a	50	685	3	0	0	0		34	0	0	0	
KapRes Gersteinwerk F1	7194	55	584	18	0	0	0		70	55	0	0	
KapRes Gersteinwerk F2	7994	300	665	63	0	0	0		84	300	0	0	
KapRes Gersteinwerk G1	7195	55	584	11	0	0	0		43	55	55	53	X
KapRes Gersteinwerk G2	7995	300	665	17	0	0	0		58	300	0	0	
KapRes GTKW Ahrensfelde A	8333	30	499	236	0	0	0		353	30	30	371	X
KapRes GTKW Ahrensfelde B	8334	30	502	227	0	0	0		337	30	30	361	X
KapRes GTKW Ahrensfelde C	8335	30	506	217	0	0	0		323	30	30	345	X
KapRes GTKW Ahrensfelde D	8336	30	509	201	0	0	0		312	22	30	336	X
KapRes GTKW Thyrow A	8348	30	502	137	0	0	0		289	0	0	0	
KapRes GTKW Thyrow B	8349	30	504	135	0	0	0		285	0	0	0	
KapRes GTKW Thyrow C	8350	30	506	133	0	0	0		281	0	0	0	
KapRes GTKW Thyrow D	8351	30	509	127	0	0	0		270	0	0	0	
KapRes GTKW Thyrow E	8344	30	499	143	0	0	0		295	0	0	0	
KapRes Landesbergen Gas 2	2037	56	685	27	0	0	0		12	0	0	0	

Σ P eingesetzt		8069 MW	5832 MW						10674 MW	10734 MW		
Σ P installiert	13995 MW	8331 MW	6068 MW	6540 MW	6540 MW	16848 MW	10965 MW	11115 MW	11838 MW	11838 MW		

Netzanalyse - Robustes Netzreserve-Portfolio

Netzreserve-Portfolio von Variante A und B im Vergleich



- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig stillgelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)*) zusammen.
- Die in Variante B zusätzlich benötigten Kraftwerke im Mittleren-Westen kommen durch den Netzreservebedarf in Stunde 273 zustande. In Variante A werden diese Kraftwerke nicht benötigt, da die Engpässe durch Redispatch mit Marktkraftwerken bereits behoben werden können
- Hinweis: Das hier dargestellte Netzreserveportfolio reicht in einzelnen Stunden nicht aus und ein Bedarf im Ausland wird gesehen

*32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B) der heutigen Netzreservekraftwerke wird bezogen auf die in 2030 benötigten Leistung

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.7. Netzanalysen

Grenzsituation (Variante A)

Grenzsituation (Variante B)

Jahreslauf (Variante A & B)

Netzreserve-Portfolio (Variante A & B)

Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve (Variante A & B)

Netzanalyse – Verringerte Verfügbarkeit der Netzreserve

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	LA2030 robust	LA2030 robust	LA2030 robust	LA2030 robust
Netzausbau-Variante	A	A	B	B
NNF	249	249	273	273
Verfügbarkeit Netzreserve **	100%	77,8%	100%	77,8%
Betrachtungsjahr	2030/31	2030/31	2030/31	2030/31
	GW			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,0	5,4	22,5	22,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2	2,9	9,8	10,0
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	2,4	2,8	2,1	2,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2	3,1	0,1	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	14,7	14,3	34,5	34,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE ²	5,3	5,4	19,7	19,9
Pos. RD Netzreserve in DE ³	5,8	4,9	10,7	8,9
Pos. RD KWK & Biomasse (RD 2.0)	1,0	1,0	0,5	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE ⁴	0,3	0,3	1,2	1,2
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8	1,3	0,9	2,5
Summe positiver RD¹	14,7	14,3	34,5	34,4

Hintergrund

Eine permanente und vollständige Verfügbarkeit der Netzreserve ist, aufgrund der betrieblichen Erfahrung, nicht realitätsnah. Daher wird, basierend auf der Auswertung betrieblicher Daten, von einer statistischen Verfügbarkeit von 77,8%, ausgegangen.

Ergebnis

Die Reduktion der verfügbaren Netzreserve führt tendenziell zu einer Verlagerung des Redispatches ins Ausland.

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Enthält auch reduzierte Pumpleistung

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

⁴ Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

I.1. Randbedingungen

I.2. Vorgehensweise und Methodik

I.3. Eingangsparameter und Methodik - Marktsimulation

I.4. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

I.5. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen

I.6. Marktsimulation

I.7. Netzanalysen

I.8. **Fazit Netzanalyse**

Fazit der Netzanalyse (1/2)



Markt

- DE wird übers Jahr betrachtet zum Nettoimporteur
- Frankreich und Skandinavien fungieren als Hauptexporteure in Europa
- In vereinzelt Stunden wurde ein Bedarf an zusätzlicher Kraftwerksleistung in Deutschland und anderen europäischen Ländern identifiziert
- Deutschland reduziert seine CO₂-Emissionen im Stromsektor um ca. 70%, bleibt jedoch im direkten europäischen Vergleich der größte Emittent



Redispatch

- Der Redispatch im Jahreslauf ist stark abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus - bei konservativem Fortschritt (30,3 TWh) ist er doppelt so hoch wie bei progressivem Fortschritt (15,5 TWh)
- Auch der maximale Auslandsredispatch in der Grenzsituation ist bei konservativem Fortschritt (1,7 GW) ca. doppelt so hoch wie bei progressivem Fortschritt (0,8 GW)
- bnBms und RD 2.0-Potenziale liefern in kritischen Stunden einen signifikanten Beitrag zum Redispatch in DE
- Der progressive Fortschritt des Netzausbaus ermöglicht mehr EE-Integration (11,7 TWh weniger abgeregelt)



Netzreserveportfolio

- Das Netzreserveportfolio ist stark abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus – bei konservativem Ansatz (11 GW) ist der Bedarf ca. doppelt so hoch wie bei progressivem Ansatz (6 GW)
- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig stillgelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)) zusammen.
- Die Berücksichtigung einer Nichtverfügbarkeit der Netzreserve führt zu einer Verlagerung des Redispatches ins Ausland

Fazit der Netzanalyse (2/2)

- Der Vergleich der kritischen Situationen der Bedarfsanalyse 2022 (t+1) und Langfristanalyse 2030 (Variante B) zeigt ca. eine Verdopplung des maximalen Redispatchbedarfs von 18 GW auf 34 GW.
- Unter Annahme des progressiven Fortschritts des Netzausbaus kann der Netzreservebedarf gegenüber heute (7 GW) leicht reduziert werden auf 6 GW. Bei konservativem Fortschritt des Netzausbaus erhöht sich der Netzreservebedarf auf 11 GW.
- Das notwendige Netzreserveportfolio setzt sich aus Kraftwerken die zukünftig still gelegt werden sowie aus heutigen Netzreserve Kraftwerken (32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B)*) zusammen. Aufgrund des Alters der Anlagen ist deren Einsatz in 2030 kritisch zu bewerten.
- In einigen Stunden reicht dieses deutsche Netzreserveportfolio nicht aus um die Engpässe in Deutschland zu bewirtschaften woraus sich ein Redispatchbedarf im Ausland von 1,7 GW ergibt. Im Vergleich zur Bedarfsanalyse 2022 (t+1) bedeutet dies einen Anstieg um 0,3 GW.
- Durch den progressiven Fortschritt des Netzausbaus wird mehr EE-Integration ermöglicht (12 TWh weniger EE-Abregelung).
- Aus diesen Gründen ist es wichtig, dass ein schneller Netzausbau z.B. durch vereinfachte Genehmigungsverfahren unterstützt wird.
- Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten sollte sich das Netzreserveportfolio am Netzreservebedarf des konservativen Fortschritts des Netzausbaus orientieren.

*32 % (Variante A) bzw. 69 % (Variante B) der heutigen Netzreservekraftwerke wird bezogen auf die in 2030 benötigte Leistung

Teil II: Stabilitätsanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit der Stabilitätsanalyse

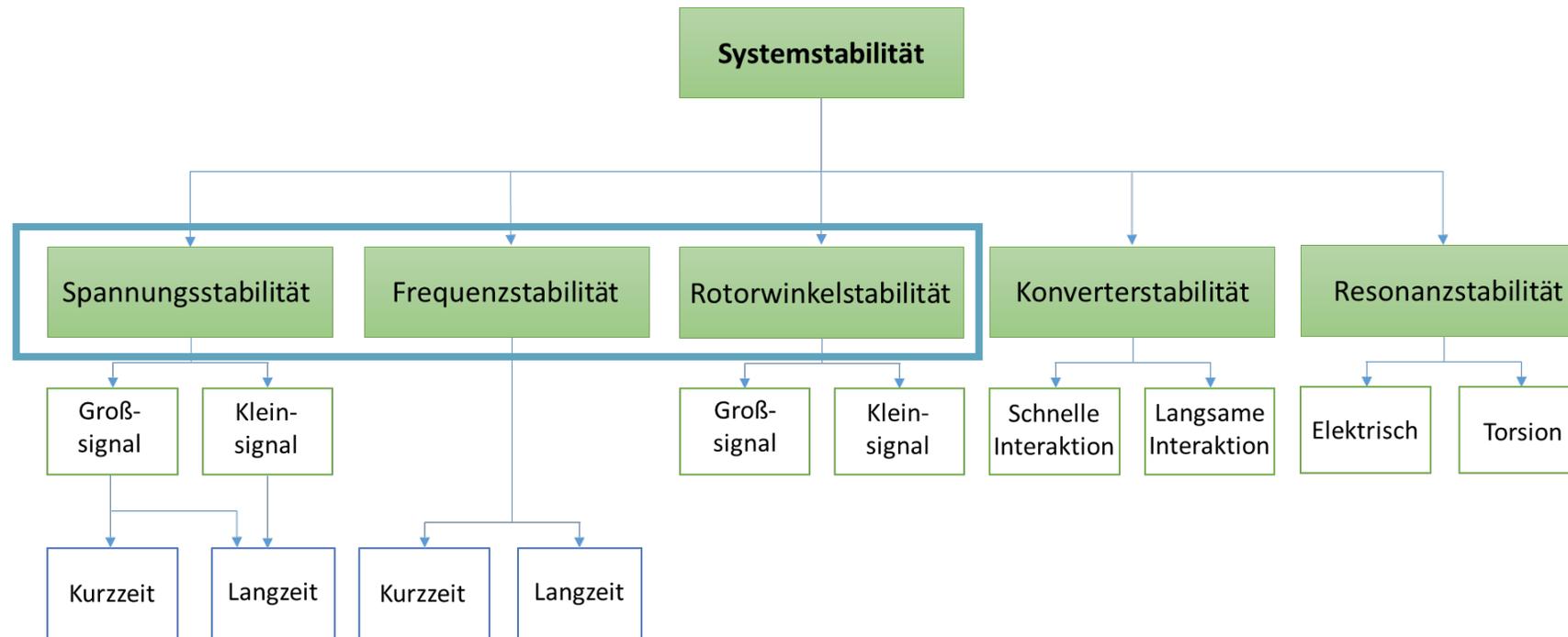
Ziel der Stabilitätsanalysen der Langfristanalyse 2030

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Während im Rahmen der stationären Untersuchungen geprüft wird, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist, wird bei den Analysen zur Systemstabilität das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht.

Ziel der Stabilitätsanalysen der LA 2030 ist es, für das auf Basis stationärer Analysen ermittelte Ausbaunetz des deutschen Übertragungsnetzes Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) als notwendige Begleitmaßnahmen zu ermitteln und die Deckung dieser Bedarfe aufzuzeigen. Darauf aufbauend wird die transiente Stabilität als wichtiger Indikator für die Betreibbarkeit des Ausbaunetzes analysiert. Zusätzlich werden Risiken für einen Stabilitätsverlust ermittelt sowie Lösungsansätze entwickelt.

Ziel der Stabilitätsanalysen der Langfristanalyse 2030

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis, die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effekts und des Zeitbereichs in die Kategorien Frequenz-, Spannungs- und Polradwinkel-, sowie seit Überarbeitung der Stabilitätsdefinitionen des IEEE, ebenso weiter in die Konverter- und Resonanzstabilität zu unterteilen. Im Rahmen der Stabilitätsanalysen der LA 2030 stehen die ersten drei Kategorien im Fokus.



Quelle: Abbildung nach IEEE PES, Technical Report PES-TR77: „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies“, April 2020

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. **Bewertung von Spannungsstabilität**

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit der Stabilitätsanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

Methodik und Vorgehen

Ergebnisse Blindleistungsanalyse

Bilanzmethodik zur Bewertung der Spannung

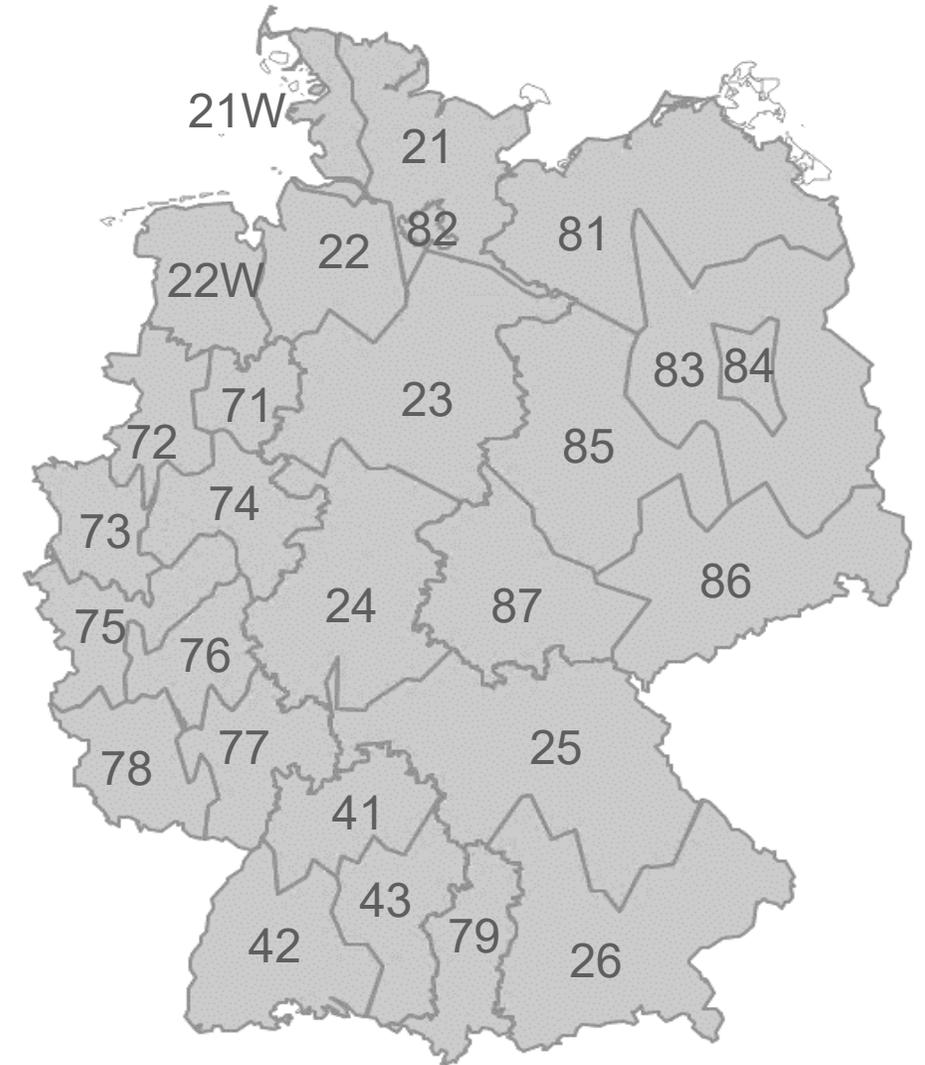
Im Rahmen der Langfristanalyse werden die bilanziellen Defizite bzgl. der Blindleistung über die Bilanzierungsmethodik bestimmt. Hierfür werden die bilanziellen Blindleistungsungleichgewichte aller Netzregionen durch Verrechnung der Bedarfe mit den angenommenen Potentialen untersucht.

Die Untersuchungen umfassen:

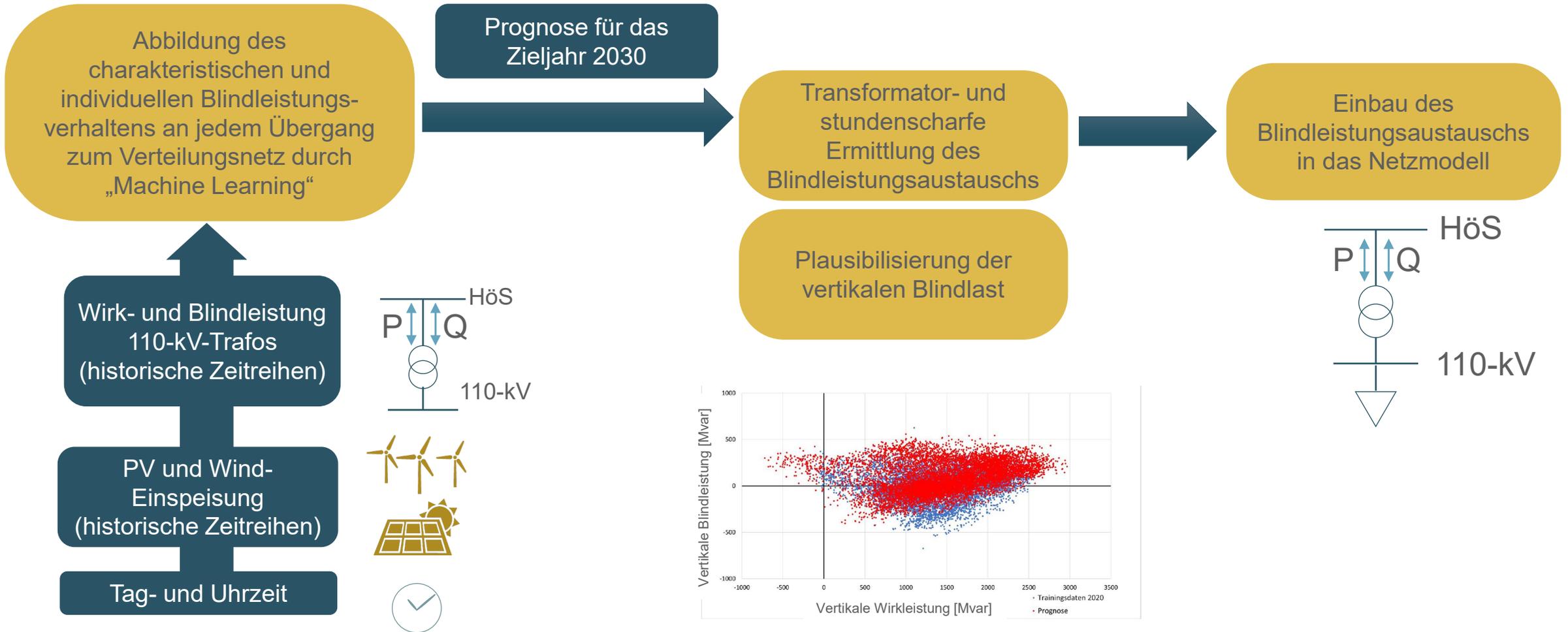
- Prognose der vertikalen Blindleistungsbedarfe (Q-Prognose)
- Berücksichtigung der Blindleistungspotentiale in den Verteilungsnetzen
- Ermittlung des stundenscharfen stationären und regelbaren Bedarfs sowie der möglichen Deckung durch verfügbare Potentiale
- Störungsanalyse: Ermittlung zusätzlicher regelbarer Blindleistungsbedarfe durch Leitungsausfälle, HGÜ- und Sammelschienen-Ausfälle und Exceptional Contingencies (ECs)

Bilanzieller Ansatz

- Mit dem bilanziellen Ansatz werden die Bedarfe für zusätzlicher Kompensationsanlagen im langfristigen Zeithorizont (NEP-Horizont) bestimmt
- Beim bilanziellen Ansatz wird unterstellt, dass die Spannung im zulässigen Spannungsband gehalten werden kann, wenn die Blindleistungsbilanz in vordefinierten Blindleistungs-Netzregionen ausgeglichen ist
- Verrechnung aller Blindleistungsbedarfe (Leitungen, Transformatoren, VN-Bedarfe) mit verfügbaren Potentialen (Kompensationsanlagen,...)



Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netzebenen

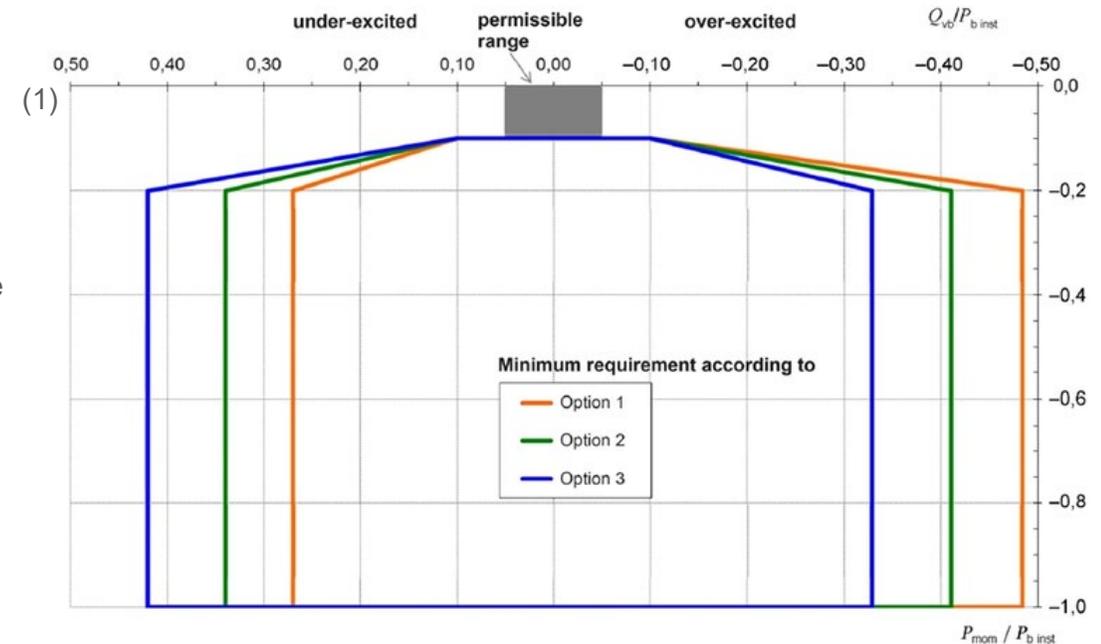


Prinzip der Potentialermittlung im Verteilungsnetz

Blindleistungspotentialermittlung je HöS/HS-Trafo

- Untersuchungen auf Basis von mehreren Feldtests mit ÜNB und VNB in verschiedenen Netzregionen weisen auf ein optimistisches spannungssenkendes Potential von etwa 0,1 MVar je installierte MW und ein spannungshebendes Potential von etwa 0,22 MVar je installierte MW einer ansteuerbaren Anlage im HS-Netz am HöS/HS-Transformator * hin
- Gemäß den technischen Anschlussregeln ist die Blindleistungsbereitstellung der betrachteten Anlagen von der eingespeisten Wirkleistung abhängig (vgl. PQ-Diagramm, rechts):
 - $Q(0\% < P < 10\%) = 0 \times Q_{\max}$
 - $Q(10\% < P < 20\%) = \text{linearer Verlauf } 0..100\% \times Q_{\max}$
 - $Q(20\% < P < 100\%) = 100\% \times Q_{\max}$
- Verbunden mit obiger Annahme zum Blindleistungspotential am HöS/HS Trafo ergibt sich ein wirkleistungsabhängiges Blindleistungspotential (siehe Tabelle rechts unten)

* Das Potential unterliegt in der Realität starken Schwankungen. Es kann durch starken EE-Ausbau zudem zu erheblichen „Sättigungseffekten“ und einer signifikanten Reduktion der angenommenen Potentiale kommen.



Quelle: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung) -VDE-AR-N 4130

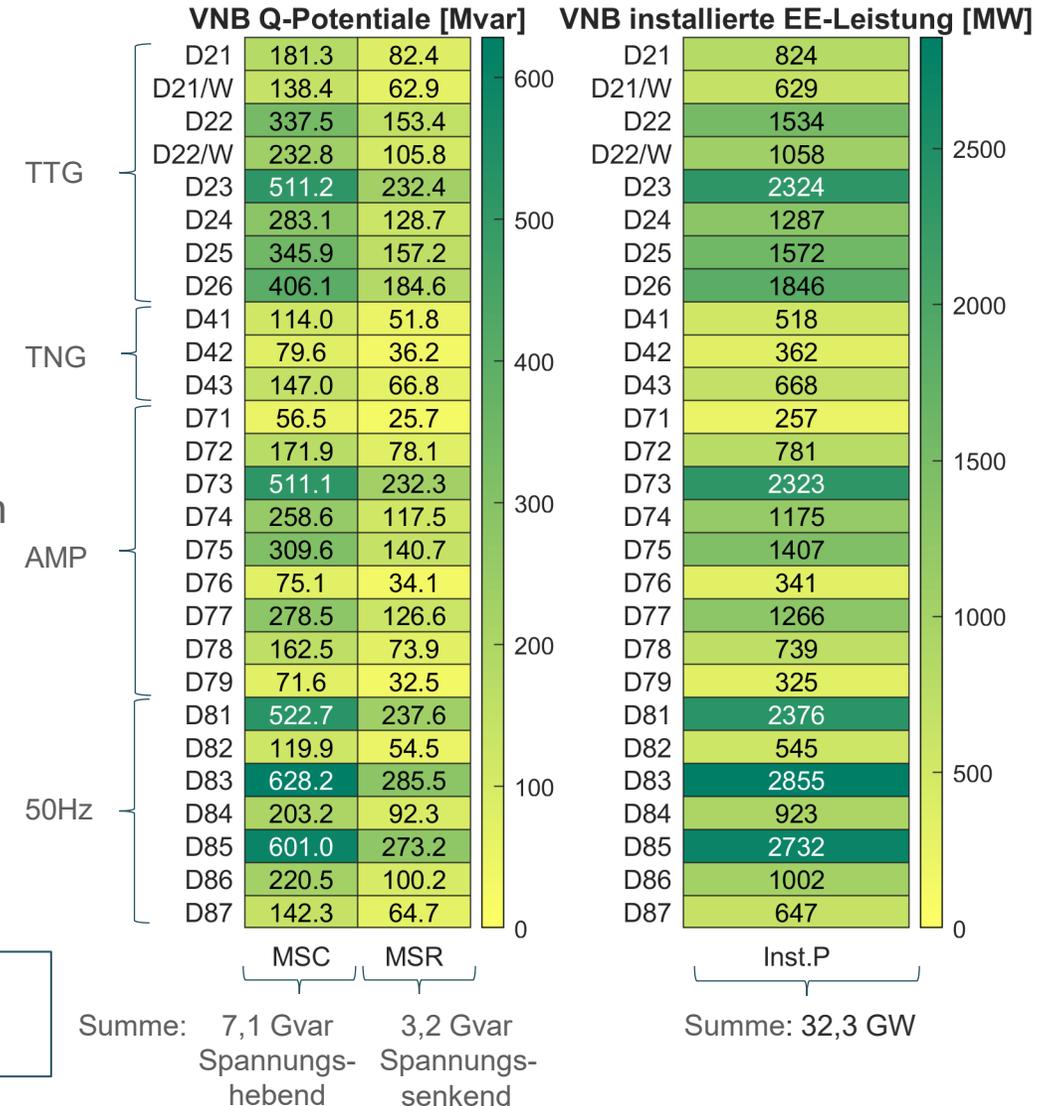
P-Einspeisung	Q (induktiv)	Q (kapazitiv)
0%	0 Mvar/MW	0 Mvar/MW
10%	0 Mvar/MW	0 Mvar/MW
15%	0,05 Mvar/MW	0,11 Mvar/MW
20..100%	0,1 Mvar/MW	0,22 Mvar/MW

Q-Prognose und VN-Potentiale

- Die installierte Leistung in der 110-kV Ebene wird über die gegebene installierte Gesamtleistung am jeweiligen 110-kV Abgang und die Aufteilung auf die Spannungsebenen über das Markt-Stammdatenregister ermittelt.
- Über die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in der 110-kV Ebene und unter der Annahme dass diese Anlagen auch ansteuerbar sind, lassen sich die theoretischen Blindleistungspotentiale ableiten

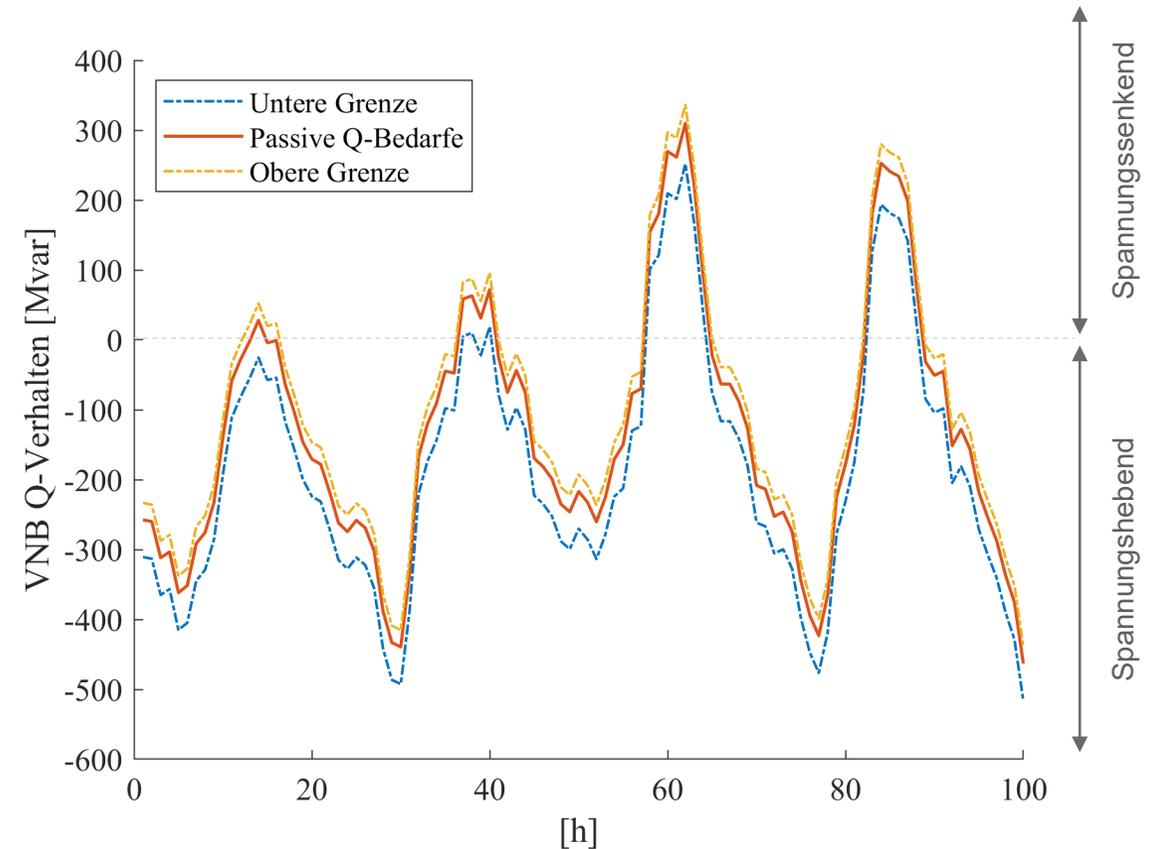
Technologie	Installierte Leistung 2030
Wind Onshore	115 GW
PV	215 GW
Summe	330 GW

* Das Potential unterliegt in der Realität starken Schwankungen. Es kann durch starken EE-Ausbau zudem zu erheblichen „Sättigungseffekten“ und einer signifikanten Reduktion der angenommenen Potentiale kommen.



Q-Prognose und VN-Potentiale

- Die verfügbaren Potentiale aus dem Verteilungsnetz sind wirkleistungs- und damit zeitabhängig
- Mithilfe der Annahmen zur Blindleistungsbereitstellung werden die stundenscharfen spannungssenkenden und spannungshebenden Potentiale für jeden 110-kV Abgang ermittelt
- Die Potentiale erlauben eine netzdienliche Abweichung vom passiven Blindleistungsverhalten aus der Q-Prognose (orange Kurve, rechts)
- Die ansteuerbaren Arbeitspunkte entsprechen dem Potentialband, das sich um das passive Verhalten legt
- Das Potential wird derart eingesetzt, wie eine dem ÜNB-verfügbare MSCDN oder Drossel



Ermittlung des Zubaubedarfs für stationäre Blindleistung

Stationärer Blindleistungshaushalt = Bedarf - Potential

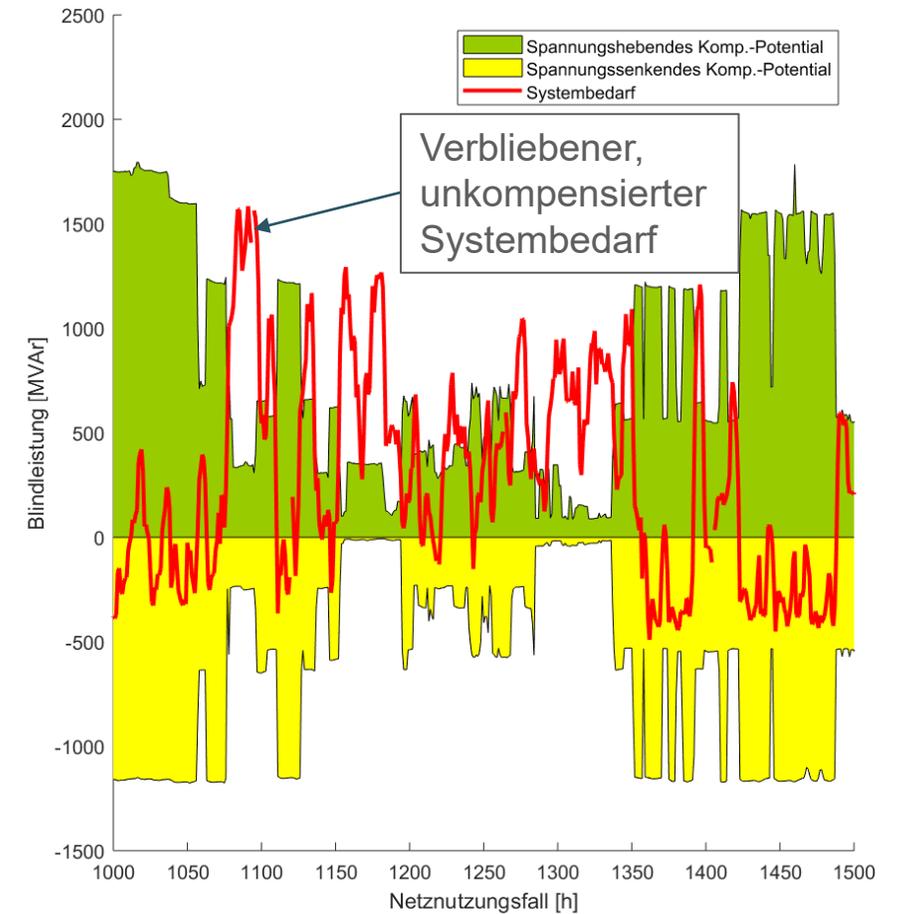
Bestimmung der Bedarfe des 380/220-kV-Netzes im Netzregionenmodell für Jahresdurchlauf zzgl. vertikaler Blindleistungsflüsse zwischen ÜNB/VNB

Annahmen zur Deckung der Systembedarfe:

- Potential aus Verteilnetz in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung vollständig verfügbar
- Kompensationsanlagen und HGÜs vollständig verfügbar
- Generatoren vollständig verfügbar, wenn sie in Betrieb sind und Wirkleistung einspeisen

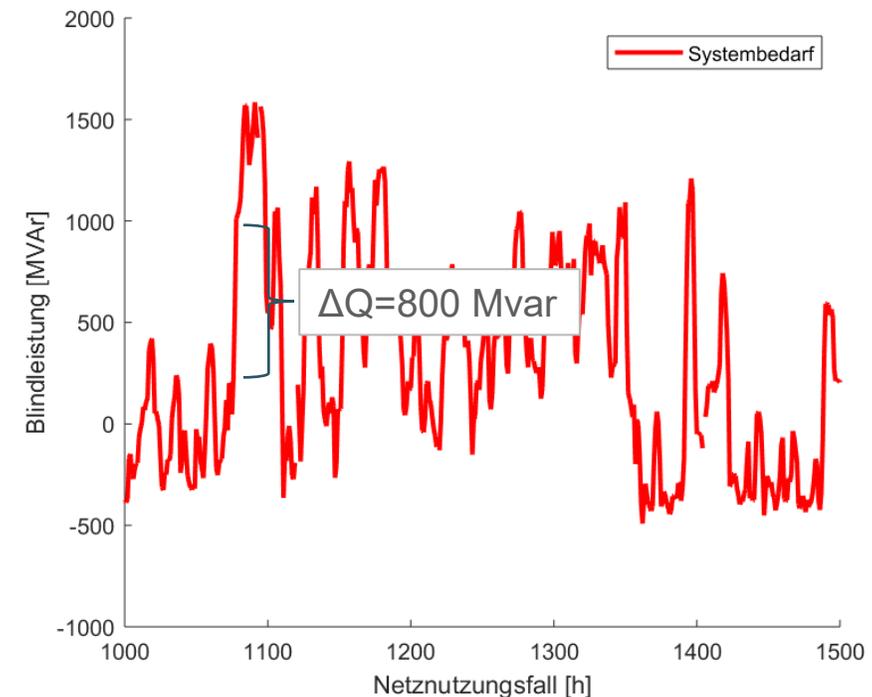
➤ Ergebnis: Maximale, verbliebene, unkompenzierte Systembedarfe ergeben den Zubau von stationären Blindleistungsanlagen

Schematische Abbildung



Ermittlung des Zubaubedarfs an dynamischer Blindleistung durch Leistungsflusswechsel

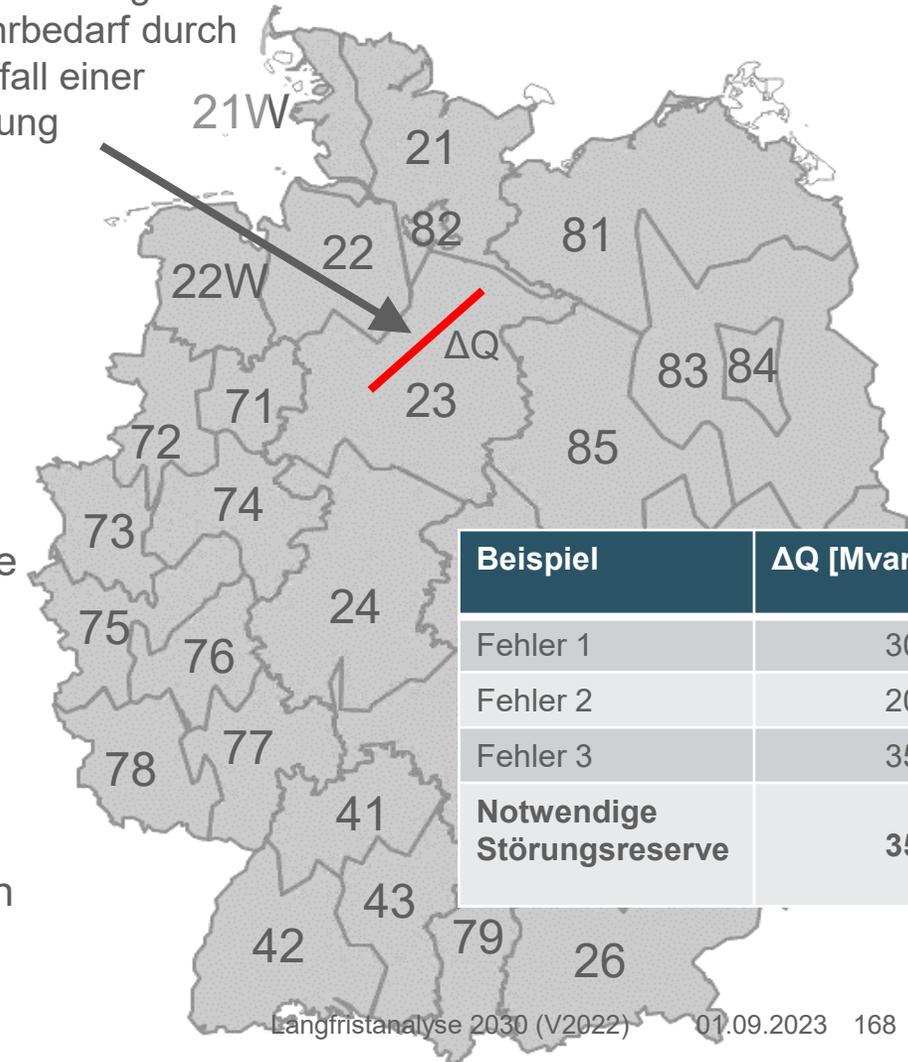
- Zur Wahrung der Spannungsstabilität müssen dynamisch regelbare Bedarfe bei Leistungsflussänderungen und Störungen jederzeit gedeckt werden können
- Leistungsflussänderungen werden wesentlich durch Änderungen zum Stundenwechsel bestimmt
- Ermittlung der jeweiligen steigenden und sinkenden Bedarfsänderungen für jede Netzregion bei Stundenwechsel und Analyse der Deckungsmöglichkeiten durch regelbare Potentiale (Kraftwerke, HGÜ, rot. Phasenschieber, STATCOM)
- Restlich verfügbare regelbare Potentiale werden primär für Störungsreserve, sekundär für stationäre Bedarfsdeckung eingesetzt



Ermittlung des Zubaubedarfs an dynamischer Blindleistung durch Störungen

- Im Falle einer Störung treten sehr plötzlich veränderte Blindleistungsverluste auf, die unmittelbar kompensiert werden müssen
- Betrachtung von (n-1)-Ausfällen, HGÜ- und Sammelschienen-Ausfällen und Exceptional Contingencies
- Bestimmung der Änderung der stationären Blindleistungsbedarfe vor und nach Störung sowie Zuordnung der Verluste auf die Netzregionen
- Der jeweilige höchste Bedarf in einer Netzregion bestimmt die notwendige regelbare Blindleistungsreserve, die vorgehalten werden muss, um die schlimmste anzunehmende Störung zumindest stationär ausgleichen zu können
- Regelbare Blindleistungsreserve muss durch regelbare Potentiale (Kraftwerke, HGÜ, rot. Phasenschieber, STATCOM) bereitgestellt werden

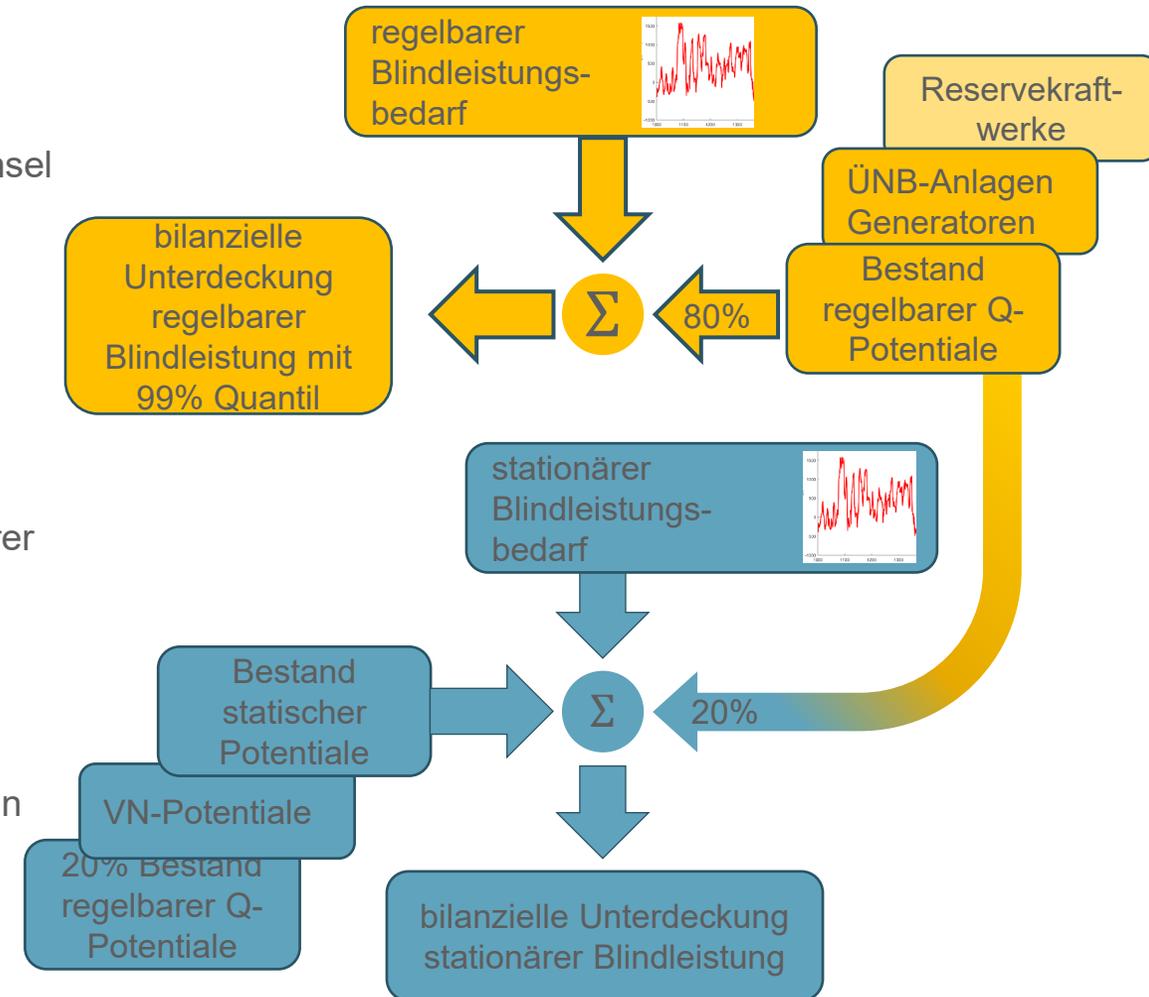
Blindleistungs-
Mehrbedarf durch
Ausfall einer
Leitung



Beispiel	ΔQ [Mvar]
Fehler 1	300
Fehler 2	200
Fehler 3	350
Notwendige Störungsreserve	350

Zusammenführung der Ergebnisse

- Ausgang: Stationärer und regelbarer Systembedarf (Leistungsflusswechsel + Störungen)
 - Statische Potentiale können ausschließlich für stationäre Bedarfe eingesetzt werden
 - Anstatt die Einsatzkomplexität und Unsicherheiten zur Bestimmung der vorzuhaltenden dynamischen Blindleistungsreserve abzubilden, setzen regelbare Anlagen pauschal 20% ihres Potentials zur Deckung stationärer und 80% zur Deckung der dynamischen Bedarfe ein.
 - Ausschließliche Berücksichtigung des unteren 99%-Quantils der dynamischen Bedarfe
 - Stundenscharfe Analyse, um die jeweiligen stationären und dynamischen Bedarfe und Potentiale zu verrechnen
- Ergebnis: Stationäre und dynamische Blindleistungs-Zubaubedarfe



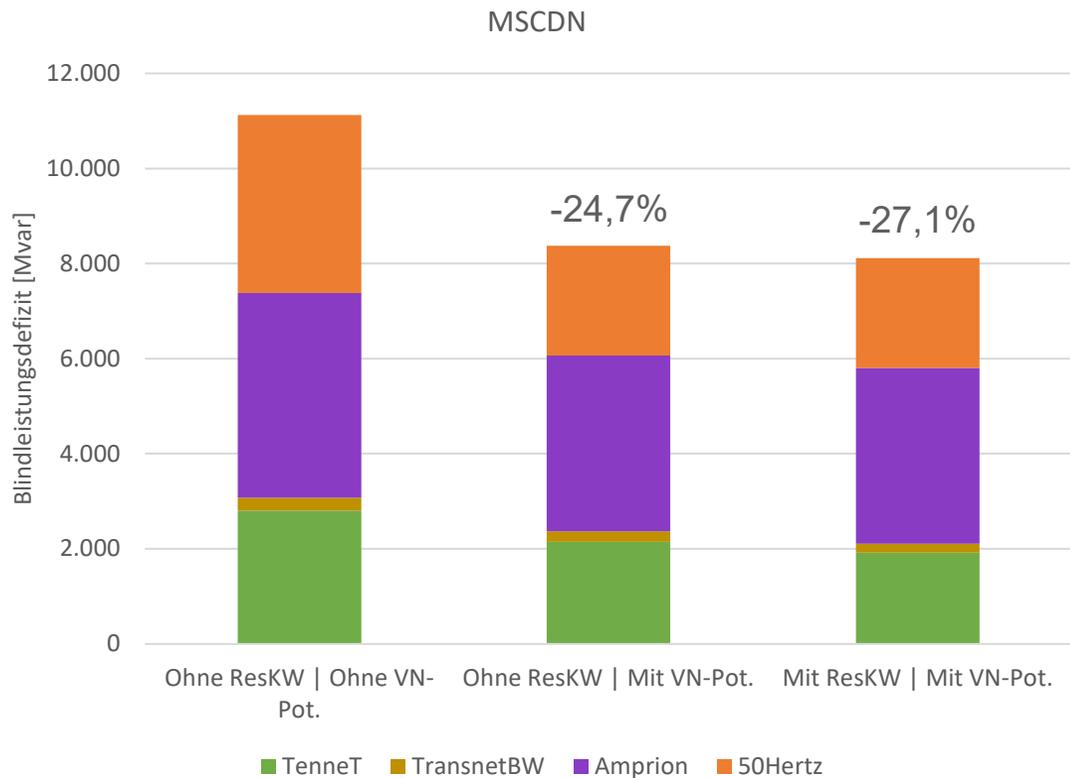
Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

Methodik und Vorgehen

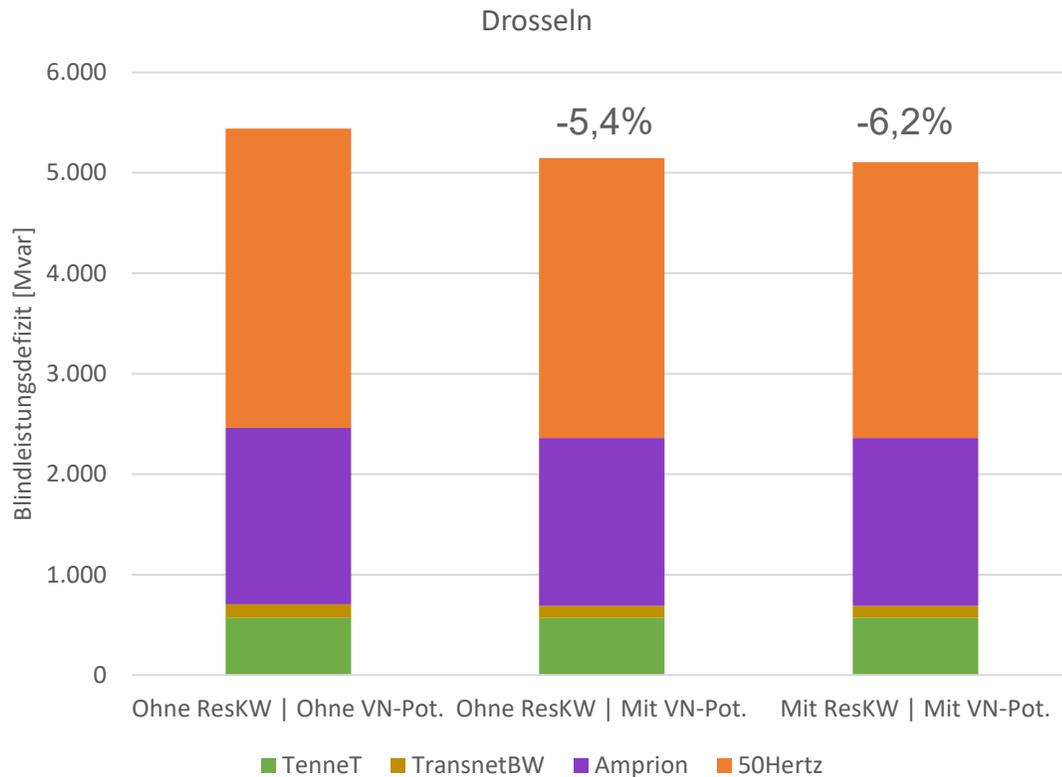
Ergebnisse Blindleistungsanalyse

Ergebnisse Defizite je Regelzone (1/3)



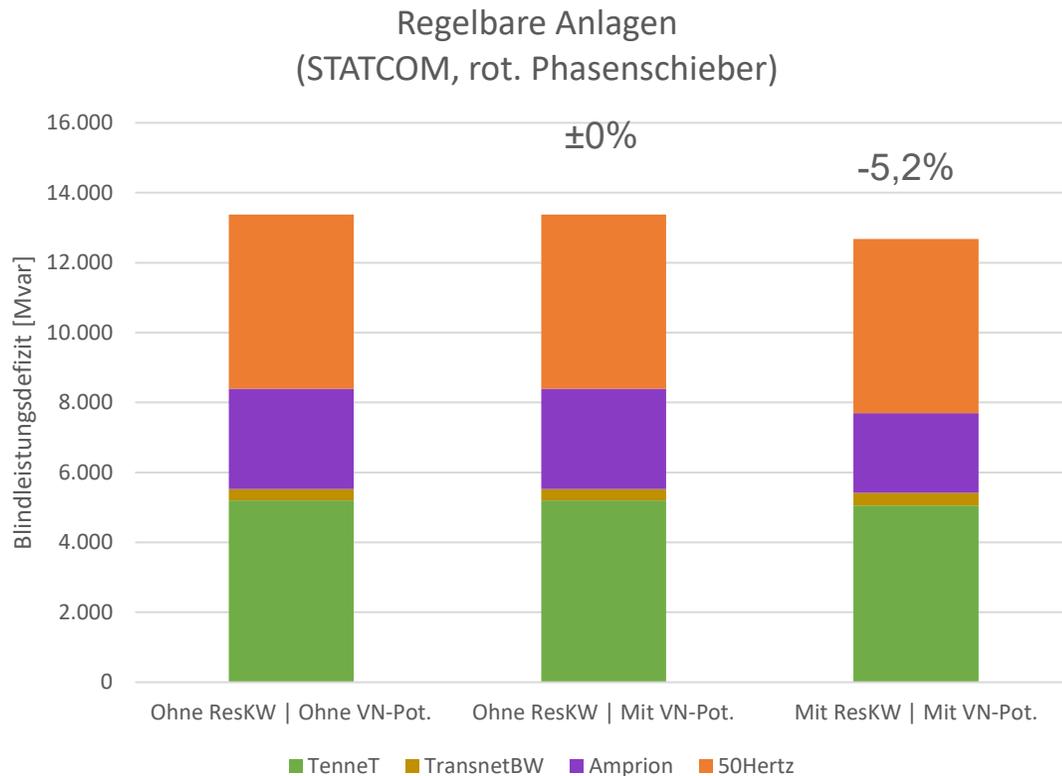
- Potential an spannungshebender Blindleistung aus EE-Anlagen im Verteilungsnetz senkt das MSCDN-Defizit signifikant (-25%)
- In Stunden hoher spannungshebender Bedarfe sind viele EE-Anlagen im Verteilungsnetz aktiv und können so einen Teil des spannungshebenden Bedarfes im Übertragungsnetz decken
- Einfluss von Reservekraftwerken gering, da die Reservekraftwerke entweder nicht in den Regionen mit spannungshebenden Defiziten liegen oder in den bedarfsdimensionierenden Stunden nicht in Betrieb sind

Ergebnisse Defizite je Regelzone (2/3)



- Potential an spannungssenkender Blindleistung aus EE-Anlagen im Verteilnetz gering (-5,4%)
- In Schwachlastzeiten mit hohen spannungssenkenden Bedarfen sind nur wenig EE-Anlagen im 110kV Netz aktiv oder speisen mit mehr als 20% P_{Nenn} ein
- Deswegen Reduktion durch VN-Potential nur um 294 Mvar bei einem theoretischen Potential von 3,2 Gvar, wenn alle EE-Anlagen mindestens 20% ihrer Wirkleistung einspeisen würden
- Einfluss von Reservekraftwerken gering, da die Reservekraftwerke entweder nicht in den Regionen mit spannungssenkenden Defiziten liegen oder in den bedarfsdimensionierenden Stunden nicht in Betrieb sind

Ergebnisse Defizite je Regelzone (3/3)



- EE-Anlagen aus dem Verteilungsnetz können nur zur stationären Kompensation genutzt werden. Daher keine Änderungen bei Berücksichtigung der Verteilungsnetz-Potentiale
- Der Betrieb der Reservekraftwerken reduziert die regelbaren Defizite um ca. 700 Mvar.
- Die Reduktion betrifft vor allem die Regelzone Amprion (Rheinlandpfalz-Saarland D78, Östliches Ruhrgebiet und Westfalen D74) und die Regelzone TenneT (Südliches Niedersachsen D23)

Ergebnisse Defizite je Regelzone

	mit ResKW, mit VN-Pot.			ohne ResKW, mit VN-Pot.			ohne ResKW, ohne VN-Pot.		
	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen
TenneT	1.919	570	5.054	2.146	570	5.198	2.803	570	5.198
Transnet	187	120	325	220	120	325	273	134	325
Amprion	3.702	1.671	2.276	3.702	1.672	2.869	4.304	1.759	2.869
50Hertz	2.305	2.744	4.981	2.307	2.785	4.981	3.742	2.978	4.981
DE	8.113	5.105	12.676	8.375	5.147	13.373	11.122	5.441	13.373
	90 Anlagen			93 Anlagen			103 Anlagen		

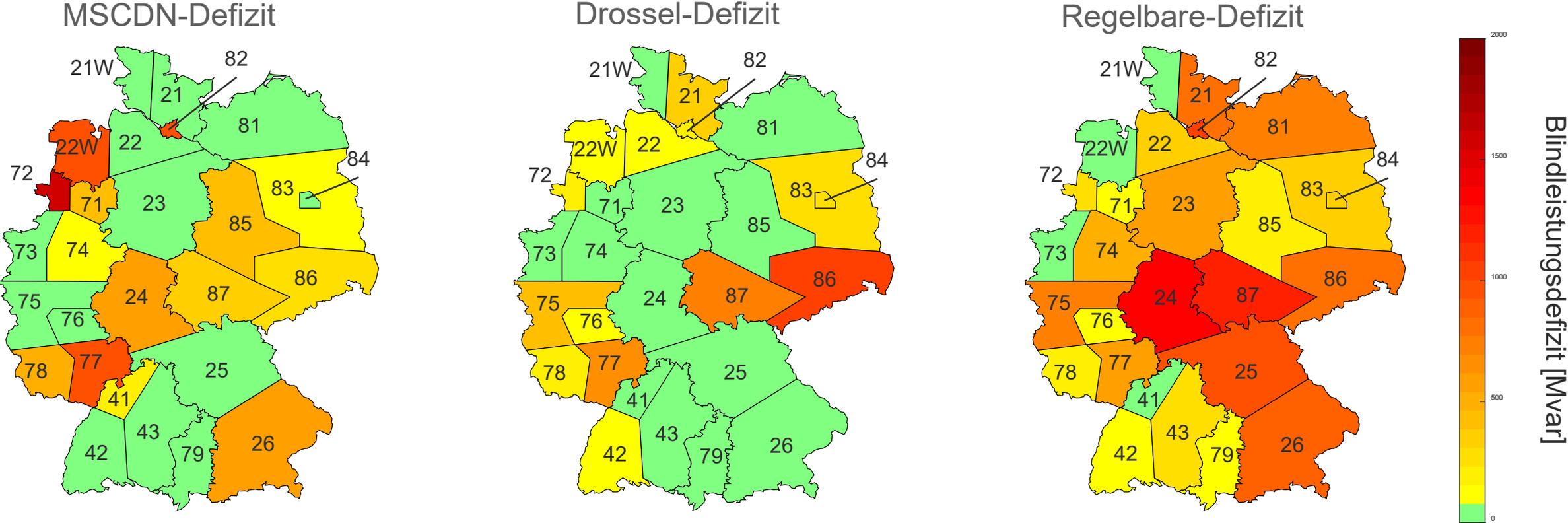
- Die Potentiale aus dem Verteilungsnetz können die stationären Zubaubedarfe deutlich um ca. 3 Gvar (entspricht einer Größenordnung von ca. 10 Anlagen á 300 Mvar) senken. Die größte absolute Reduktion ist in der Regelzone der 50Hertz zu beobachten.
- Dennoch verbleiben auch unter Berücksichtigung optimistisch nutzbarer Verteilungsnetz-Potentiale Zubaubedarfe in Form von Drosseln und MSCDN in Höhe von ca. 13 Gvar
- Die regelbaren Defizite liegen bei ca. 13 Gvar, davon ca. $\frac{3}{4}$ in den Regelzonen der TenneT und 50Hertz

Ergebnisse Defizite je Regelzone (2/2)

	Defizite in Mvar			Umrechnung in Anlagenanzahl			Ableitung für den ausgewiesenen Zubau		
	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen	MSCDN	Drossel	Regelbare Anlagen
TenneT	2.146	570	5.198	7	3	17	4	2	17
Transnet	220	120	325	1	1	1	1	1	2
Amprion	3.702	1.672	2.869	12	7	10	0	6	2
50Hertz	2.307	2.785	4.981	8	16*	17	8	13*	10
DE	8.375	5.147	13.373	28	27	45	13	22	31

- Als bedarfsdimensionierende Sensitivität werden keine Reservekraftwerke, jedoch die Verteilnetz-Potentiale berücksichtigt
- Für die Ausweisung der notwendigen Zubau-Anlagen werden typische Anlagengrößen angesetzt (bspw. 250 bzw. 300 Mvar, *: 176 Mvar)
- In den Regelzone TransnetBW werden die Zubauten ausgewiesen, die sich aus den Defiziten ergeben. Die regelbaren Defizite verteilen sich auf zwei Netzregionen, weswegen zwei Anlagen notwendig sind
- Für Amprion werden nicht für alle Defizite Zubau-Anlagen ausgewiesen. Zum Einen können die betreffenden Regionen auch durch die Nachbarregionen gestützt werden. Zum anderen wird mit noch nicht im Szenario abgebildeten Elektrolyse-Anlagen gerechnet, die einen wichtigen Beitrag zur Blindleistung leisten könnten.
- Für 50Hertz muss die Region Hamburg nicht vollständig auskompensiert sein und kann vom nördlich angrenzenden Netzgebiet gestützt werden. Bei den sonst verbleibenden Defiziten von Drosseln und regelbaren Anlagen wird erwartet, dass EE- und Elektrolyse-Anlagen die Kompensation in wenigen Jahren übernehmen können.
- Für Tennet werden auch nicht für alle Defizite Zubau-Anlagen ausgewiesen, da ein Teil des ausgewiesenen Bedarf durch einen vorzeitigen STATCOM-Betrieb der HGÜ-Konverter, vor allem im Süden, gedeckt werden könnte.

Ergebnisse Defizite je Spannungs-Netzregion



Ergebnisse Defizite je Spannungs-Netzregion

TenneT

Netzregion	MSCDN [Mvar]	Drosseln [Mvar]	Regelbare Anl. [Mvar]
D21	0	365	884
D21 West	0	0	0
D22	0	62	348
D22 West	963	143	0
D23	0	0	642
D24	591	0	1.352
D25	0	0	1.011
D26	592	0	961

TransnetBW

Netzregion	MSCDN [Mvar]	Drosseln [Mvar]	Regelbare Anl. [Mvar]
D41	220	0	0
D42	0	120	0
D43	0	0	325

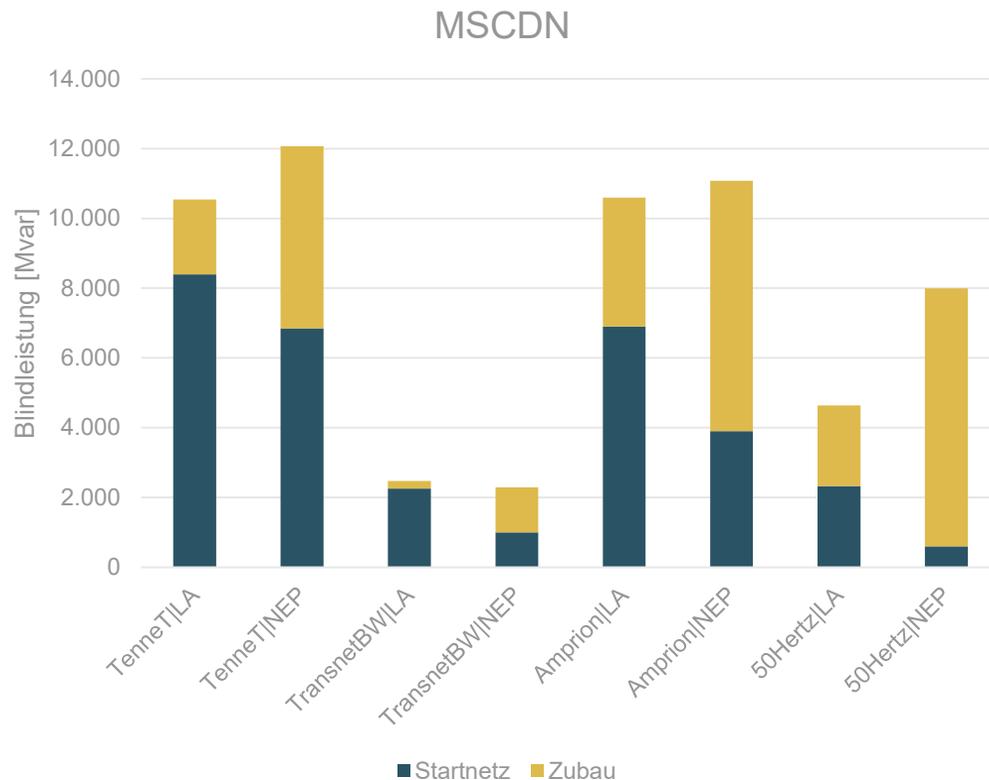
Amprion

Netzregion	MSCDN [Mvar]	Drosseln [Mvar]	Regelbare Anl. [Mvar]
D71	485	0	55
D72	1615	222	310
D73	0	0	0
D74	18	0	566
D75	0	496	797
D76	0	48	91
D77	1028	707	651
D78	556	199	262
D79	0	0	137

50Hertz

Netzregion	MSCDN [Mvar]	Drosseln [Mvar]	Regelbare Anl. [Mvar]
D81	0	0	769
D82	968	220	1.091
D83	181	334	423
D84	0	345	413
D85	444	0	240
D86	338	1115	852
D87	376	771	1.193

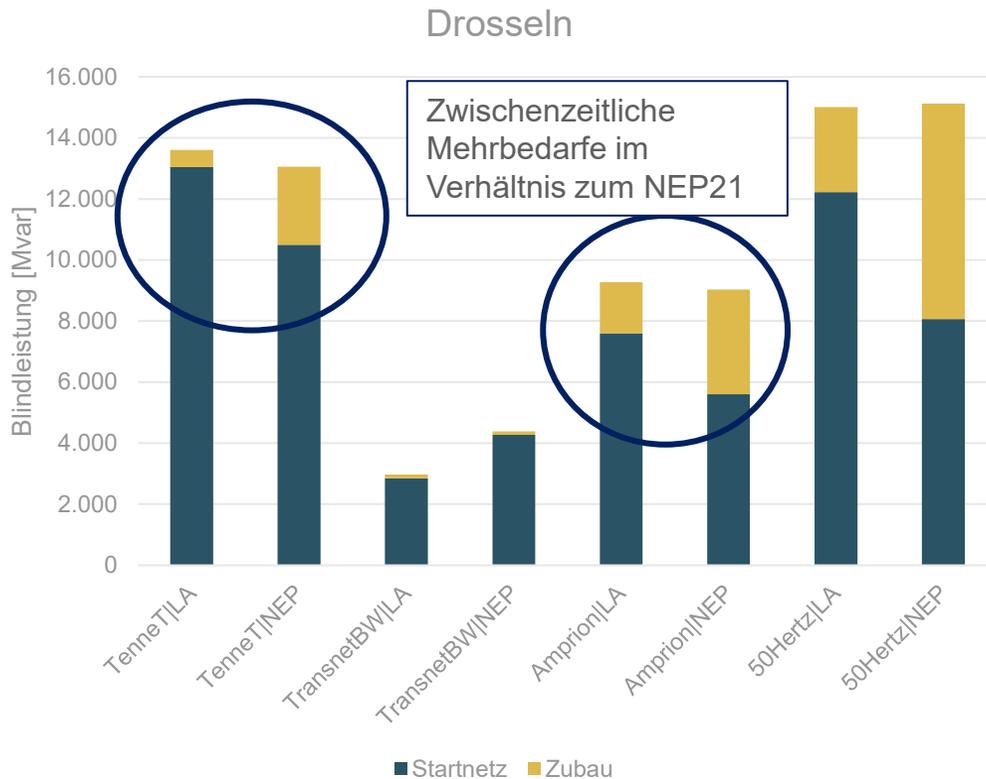
Vergleich der Startnetze und Zubauten LA2030v2023 versus NEP35v2021



Spannungshebende Bedarfe

- Für den Vergleich der Blindleistungsbedarfe und dem notwendigen Zubau der Langfristanalyse 2030 und den vorherigen NEP-Analysen, muss neben den Zubauzahlen auch das Startnetz berücksichtigt werden
- In allen Regelzonen übersteigen die Blindleistungsbedarfe (bestehend aus Startnetz und ausgewiesenen Zubau-Anlagen) die notwendigen Potentiale aus der Langfristanalyse
- Lediglich bei TransnetBW übersteigen die Bedarfe in 2030 die NEP-Bedarfe in 2035 um ca. 180 Mvar

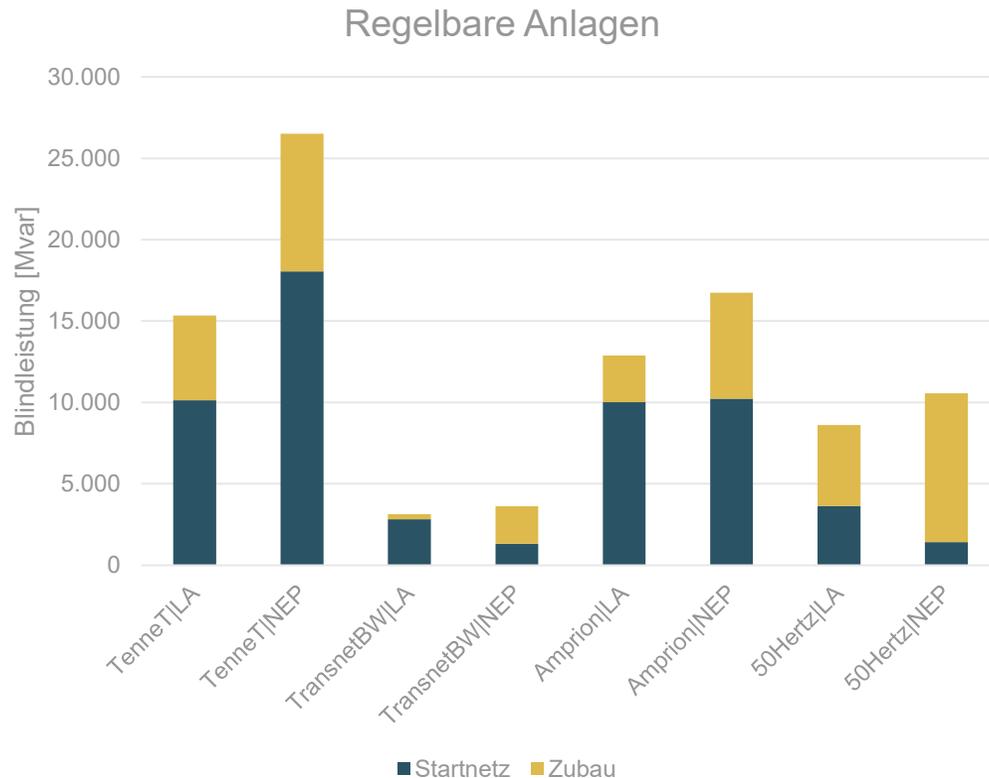
Vergleich der Startnetze und Zubauten LA2030v2023 versus NEP35v2021



Spannungssenkende Bedarfe

- Beim Vergleich der spannungssenkenden Bedarfe zeigen sich zwischenzeitliche geringfügige Mehrbedarfe für TenneT und Amprion gegenüber den Ergebnissen aus dem NEP21 für 2035 in Höhe von ca. 550 Mvar bzw. 240 Mvar
- Die Mehrbedarfe zur Spannungssenkung ergeben sich aufgrund der deutlich erhöhten EE-Rückspeisungen aus dem Verteilungsnetz und einem damit verbundenen kapazitiveren Verhalten

Vergleich der Startnetze und Zubauten LA2030v2023 versus NEP35v2021



Regelbare Bedarfe

- Beim Vergleich der regelbaren Bedarfe übersteigen die im NEP21 ausgewiesenen langfristigen Bedarfe an regelbaren Anlagen die Bedarfe in der Langfristanalyse
- Somit liegen keinen zwischenzeitlichen Mehrbedarfe vor und alle ausgewiesenen Anlagen auf Basis der Langfristanalyse 2030 liegen im Ausbaukorridor der notwendigen Anlagen aus dem NEP21

Fazit Spannungsstabilität

- Über die bisherigen Planungen hinaus sind zusätzlich **13 MSCDN**, **22 Drosseln** und **31 regelbare Anlagen** erforderlich
- Grundlage für die Berechnung sind die nach konservativem Netzausbau angenommenen Zubauten bis 2030 (Variante B)
- Ein Teil der ausgewiesenen Anlagen ist bereits durch NEP2035 (V2021) bestätigt, allerdings in der LA nicht berücksichtigt (Inbetriebsetzung nach 2030). Die weiteren Bedarfe sind im NEP2037 (V2023) ausgewiesen und über den NEP zu bestätigen.
- Bei den Zubaumaßnahmen können individuell abhängig neben dem Kompensationsanlagenbau auch Alternativlösungen in Betracht kommen (z.B. vorgezogener STATCOM-Betrieb von HGÜ-Konvertern, marktgestützte Beschaffung, Umbau stillgelegter Kraftwerke zu rot. Phasenschiebern für temporäre Nutzung)

	MSCDN	Drosseln	Regelbare Anlagen
TenneT	4	2	17
bereits im NEP21 genehmigt	4	0	11
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	0	2	6
TransnetBW	1	1	2
bereits im NEP21 genehmigt	0	0	1
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	1	1	1
Amprion	0	6	2
bereits im NEP21 genehmigt	0	1	1
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	0	5	1
50Hertz	8	13	10
bereits im NEP21 genehmigt	1	6	10
Zusätzlich zu genehmigender Bedarf für 2030	7	7	0

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. Fazit der Stabilitätsanalyse

Analysen zur Frequenzstabilität in der LA 2030

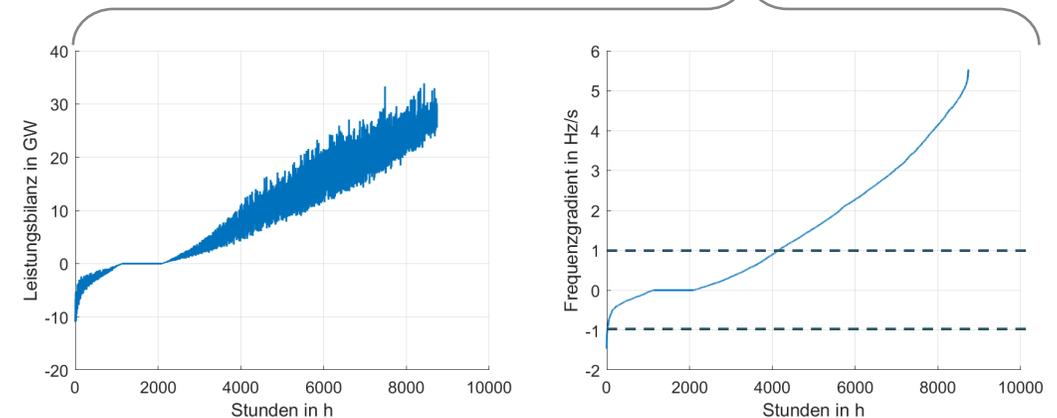
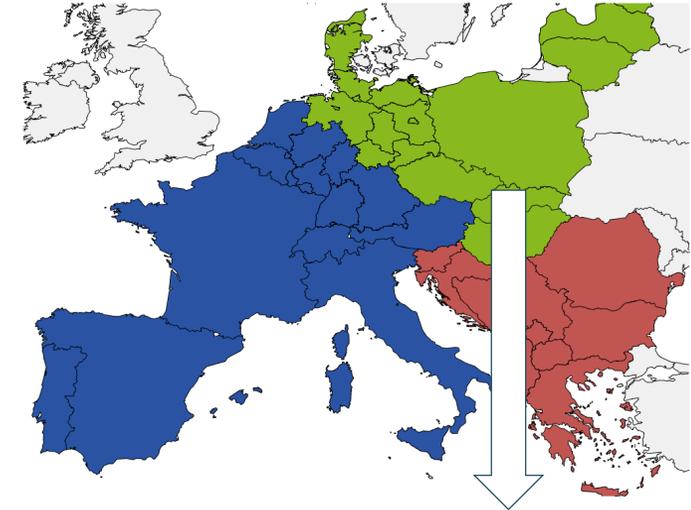
- Ziel der nachfolgenden Untersuchungen:
 - Bewertung der Frequenzstabilität infolge von Netzauftrennungen innerhalb Kontinentaleuropas
 - Betrachtung der Netzauftrennung von 2006 sowie eines daran angelehnten Unterfrequenzfalls



- Bestimmung des resultierenden Frequenzgradienten nach $\frac{df}{dt} \approx \frac{\Delta P \cdot f_0}{P_0 \cdot T_{AN}} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot E_{kin}}$
- Bestimmung der erforderlichen Momentanreserve zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s (Auslegungsgrenze des implementierten Systemschutzplans)

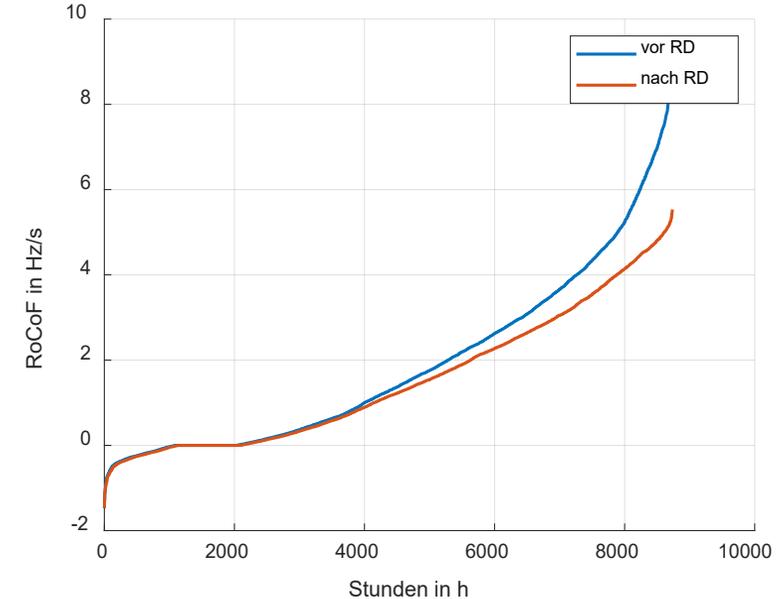
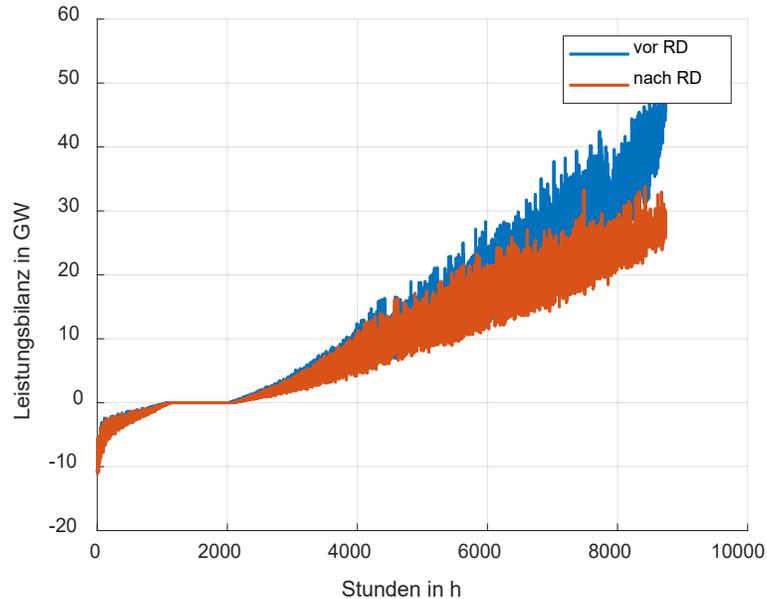
Beherrschung von Überfrequenzereignissen

- Betrachtung des LA2030 Szenarios nach Redispatch
- Bewertung auf Grundlage der Netzauftrennung vom 4.11.2006
- Im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) treten Leistungsüberschüsse von bis zu **34 GW** auf (Export)
- Bei Teilnetzbildung entstehen Frequenzgradienten von ca. **5,5 Hz/s**, vor allem in Stunden mit hoher Windeinspeisung in Norddeutschland und mit wenig Momentanreserve
- Betrachtete Netzauftrennung ist auslegungsrelevant für die Beherrschung von Überfrequenzereignissen



Zeitreihen nach dem Frequenzgradient sortiert

Einfluss Redispatch

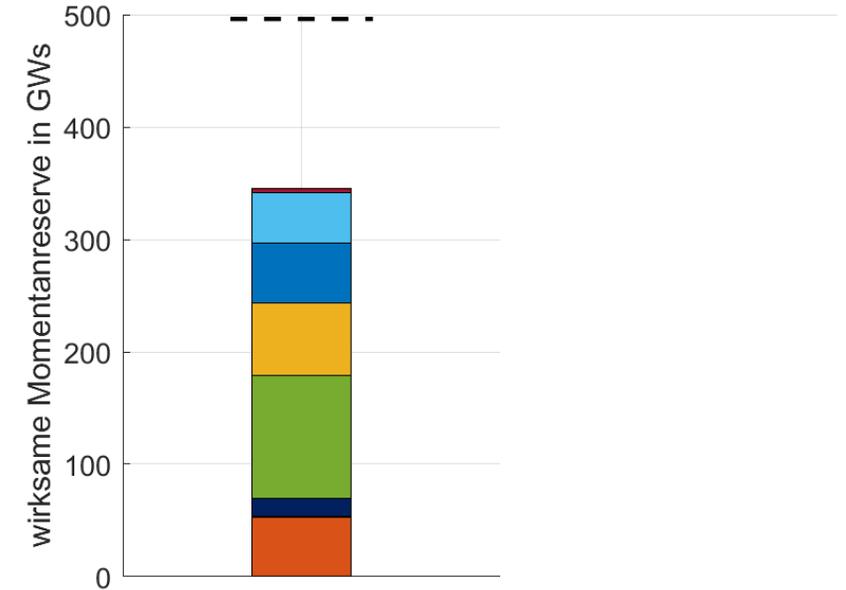


- Redispatch führt zu deutlicher Reduzierung der Leistungsflüsse über Schnittlinie
- Leistungsüberschuss im nordöstlichen Teilnetz wird von 56 GW auf 34 GW reduziert
- Resultierender RoCoF beträgt 5,5 Hz/s (nach RD) anstatt 9,2 Hz/s (vor RD)
- RD hat keinen signifikanten Einfluss auf vorhandene Momentanreserve in Deutschland

Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

▪ Momentanreservepotential im Nordosten von Deutschland

Anlagenkategorie	Anlagenpotential	Anlaufzeit-konstante	Trägheits-beitrag	Momentanreserve-beitrag bei 1 Hz/s
Anteilig benötigte Momentanreserve	-	-	496,1 GWs	19,8 GW
Vorhandene Momentanreserve	-	-	52,7 GWs ¹	2,1 GW
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	0,7 GW (ab 2025)	3 s	1,1 GWs	0,05 GW
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	3,7 GW	8,4 s	15,6 GWs	0,6 GW
Batteriegroßspeicher	8,7 GW (ab 2025)	25 s	109,7 GWs	4,4 GW
PV-Batteriespeicher	6,5 GW (ab 2025)	20 s	64,7 GWs	2,6 GW
Windenergie Offshore	7,0 GW (ab 2027)	15 s	52,8 GWs	2,1 GW
Windenergie Onshore	5,9 GW (ab 2027)	15 s	44,5 GWs	1,8 GW
RPSA & STATCOM	0,3 GVA	25 s	3,8 GWs	0,1 GW

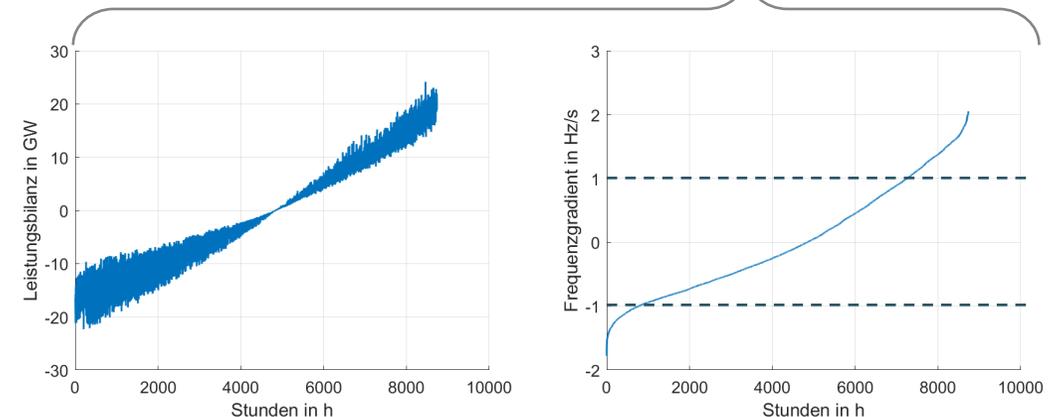
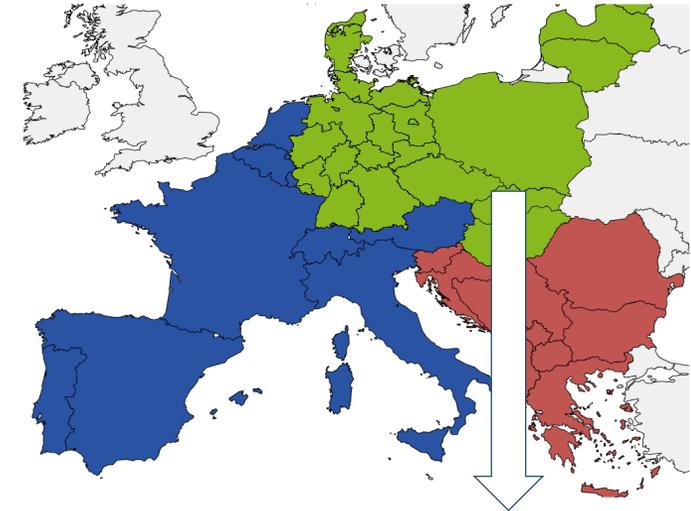


➤ Systembedarfe können bis 2030 trotz der optimistischen Annahmen nicht gedeckt werden

¹Von 52,7 GWs entfallen ca. 28 GWs auf Biomasse, Abfall und KWK, 10 GWs auf PSW, 7 GWs auf Sonstige EE und 7 GWs auf RPSA

Beherrschung von Unterfrequenzereignissen

- Betrachtung des LA2030 Szenarios nach Redispatch
- Verschiebung der Schnittkante an die süddeutsche Grenze, sodass ganz Deutschland im nordöstlichen Teilnetz liegt
- Die auftretenden Leistungsüberschüsse (Export) im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) sind mit **24 GW** geringer als für den 2006er System Split
- Im nordöstlichen Teilnetz (**grün**) entstehenden Situationen mit einem Leistungsmangel (Import) von bis zu **-22 GW**
- Bei Teilnetzbildung entstehen Frequenzgradienten von bis zu **-2 Hz/s**, vor allem in Stunden mit hohem Import
- Netzauftrennung mit nach Süden verschobener Schnittkante ist auslegungsrelevant für Unterfrequenzereignisse, jedoch nicht bedarfsdimensionierend für alle Regionen innerhalb Deutschlands

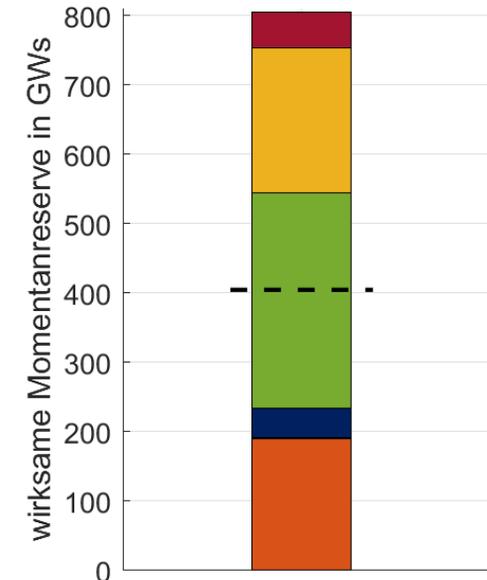


Zeitreihen nach dem Frequenzgradient sortiert

Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

- Momentanreservpotential in **Deutschland** für die Beherrschung von Unterfrequenzereignissen

Anlagenkategorie	Anlagenpotential	Anlaufzeit-konstante	Trägheits-beitrag	Momentanreserve-beitrag bei 1 Hz/s
Anteilig benötigte Momentanreserve	-	-	404 GWs	16,2 GW
Vorhandene Momentanreserve	-	-	194,6 GWs	7,7 GW
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	1,3 GW (ab 2025)	3 s	1,9 GWs	0,08 GW
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	9,9 GW	8,4 s	41,5 GWs	1,7 GW
Batteriegroßspeicher	24,9 GW (ab 2025)	25 s	310,9 GWs	8,3 GW
PV-Batteriespeicher	20,9 GW (ab 2025)	20 s	208,7 GWs	8,3 GW
RPSA & STATCOM	4,1 GVA	12 s	51,3 GWs	2 GW



- Kein Beitrag von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (ohne Speicher) zur Momentanreserve im Unterfrequenzbereich, um Speichieranforderungen zu berücksichtigen
- Geringere Systembedarfe als bei Überfrequenzereignissen, gleichzeitig höheres Potential durch größeres Betrachtungsgebiet
- Systembedarfe können zwar durch angenommene Maßnahmen gedeckt werden, aber hohe Anforderungen an Anlagen notwendig, da Systembedarfe für NEP-Szenarien weiter steigen

Fazit Frequenzstabilität

- Es zeigen sich erneut hohe Bedarfe an Momentanreserve zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s (analog zum NEP35v21)
- Redispatch trägt im LA-Szenario zur Reduktion der Leistungsungleichgewichte bei und reduziert die Systembedarfe
- Negative Momentanreservebedarfe (Überfrequenz) können bis 2030 unter den getätigten Annahmen nicht gedeckt werden (marktgestützte Beschaffung zur Beschleunigung der Entwicklung notwendig)
- Bewertung potentieller Beiträge zur Momentanreserve
 - Geringes Potential von Gaskraftwerken im Phasenschieberbetrieb
 - Mittleres Potential durch Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken im Phasenschieberbetrieb
 - Hohe Windenergieanlagenpotentiale (On- und Offshore), die jedoch frühestens ab 2027/28 verfügbar sind
 - PV-Potentiale stehen im Bedarfsfall oft nicht zur Verfügung (nur in Verbindung mit Speicher sinnvoll)
 - Hoher Beitrag durch Großbatteriespeicher und PV-Batteriespeicher, aber geringes Anlagenpotential im Nordosten Deutschlands (ggf. durch gezielte Anreize behebbar)
 - Hohes und zeitnah verfügbares Potential durch RPSA und STATCOM
 - Spätere Nutzbarmachung der Momentanreserve-Potentiale führt unmittelbar zur einer noch größeren Bedarfsunterdeckung

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. **Bewertung von transienter Stabilität**

II.5. Fazit der Stabilitätsanalyse

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.4. Transiente Stabilitätsanalysen

Auswahl Variante und NNF

Analyse und Aufbereitung Eingangsdaten und SCR-Auswertung

Netzberechnungen (Fehlerszenarien) und Sensitivitäten

Fazit und Ausblick

Grenzen der Übertragungsfähigkeit und Einflussfaktoren

Wird die Belastung des Übertragungskorridors auch nur kurzzeitig (z.B. in Ausgleichsvorgängen nach einer Störung im Netz) größer als P_{\max} , so „kippt“ die Übertragung und es folgt **Verlust des Synchronismus**, also Stabilitätsverlust.

Maßnahmen zur Verbesserung der Stabilität (untersucht in Sensitivitäten), können anhand ihres Ansatzpunktes in der Grundgleichung der Energieübertragung für Drehstrom nach **Wirkleistungsentlastung**, **Spannungsstützung** und **Netzreaktanz** kategorisiert werden.

- Kurzzeitige Wirkleistungsreaktion nach Fehlerereignis durch Systemautomatiken
- FRT großer Lasten in der erzeugerstarken Region
- Begrenzung der Netzbelastung im Grundlastfluss

$$P_{\max} = \frac{U_i U_k}{X}$$

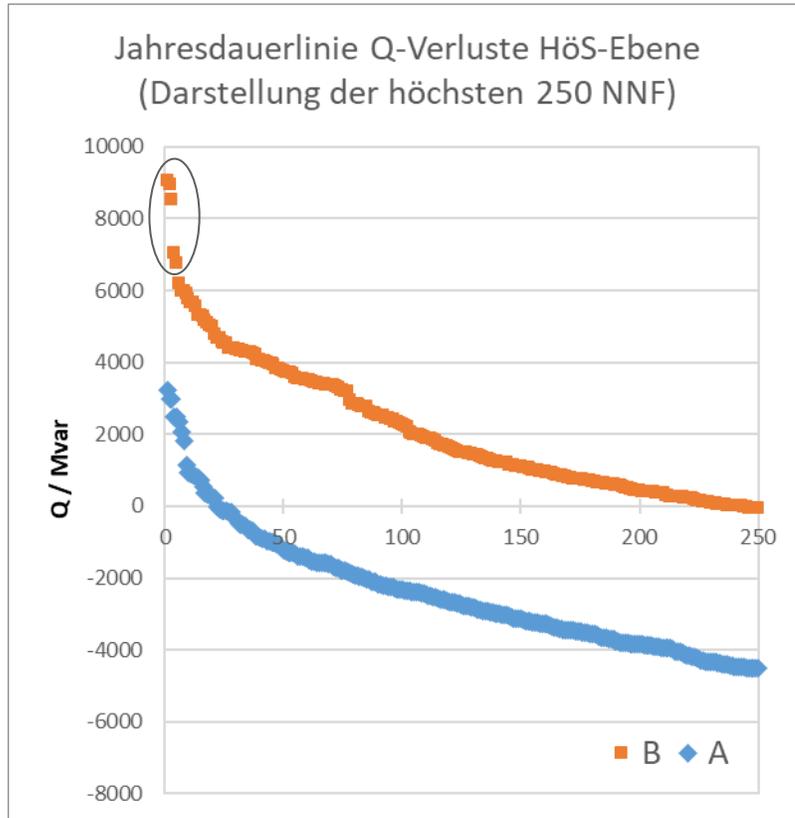
Dynamische Spannungsstützung
z.B. durch RPS, STATCOM,
Erzeugungsanlagen und
Großverbraucher

Nicht Teil der Untersuchungen:
Verringerung der Reaktanz durch

- Leitungsbau im Transitkorridor
- Serienkompensation

P_{\max} : Übertragene Wirkleistung von Knoten i nach k
 U_i, U_k : Netzspannung an Knoten i und k
 X : Reaktanz des Netzes zwischen Knoten i und k

Auswahl Variante und NNF für transiente Stabilitätsanalysen



*Prozentwerte: Anteil der Wirkleistung bezogen auf die im Jahresverlauf maximal auftretende Leistung

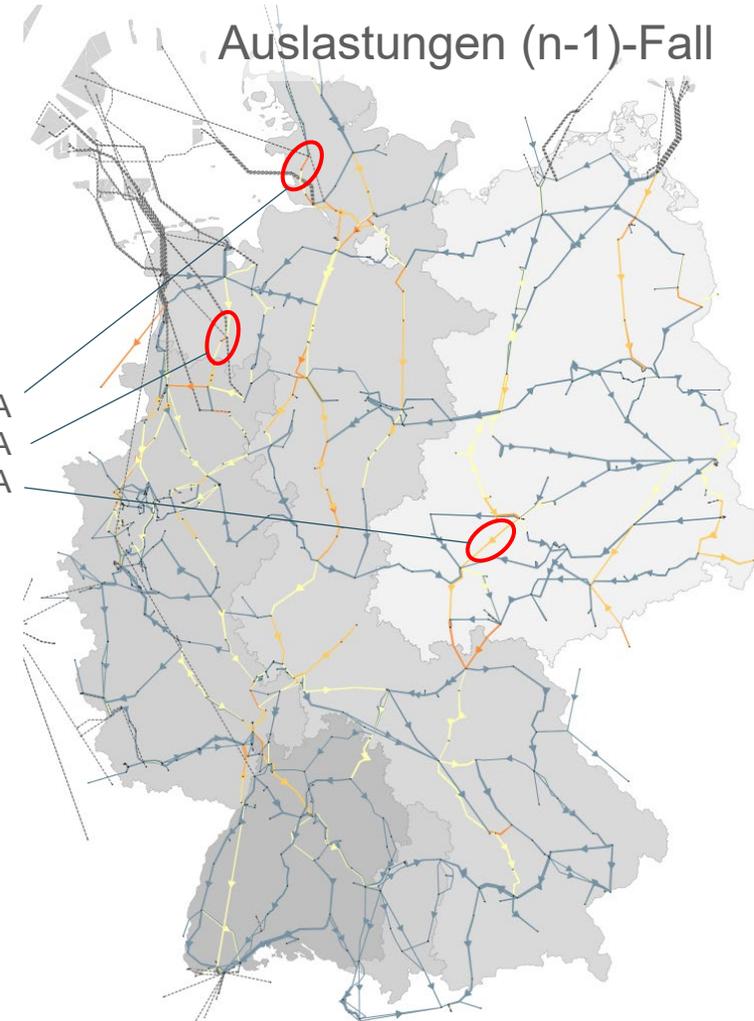
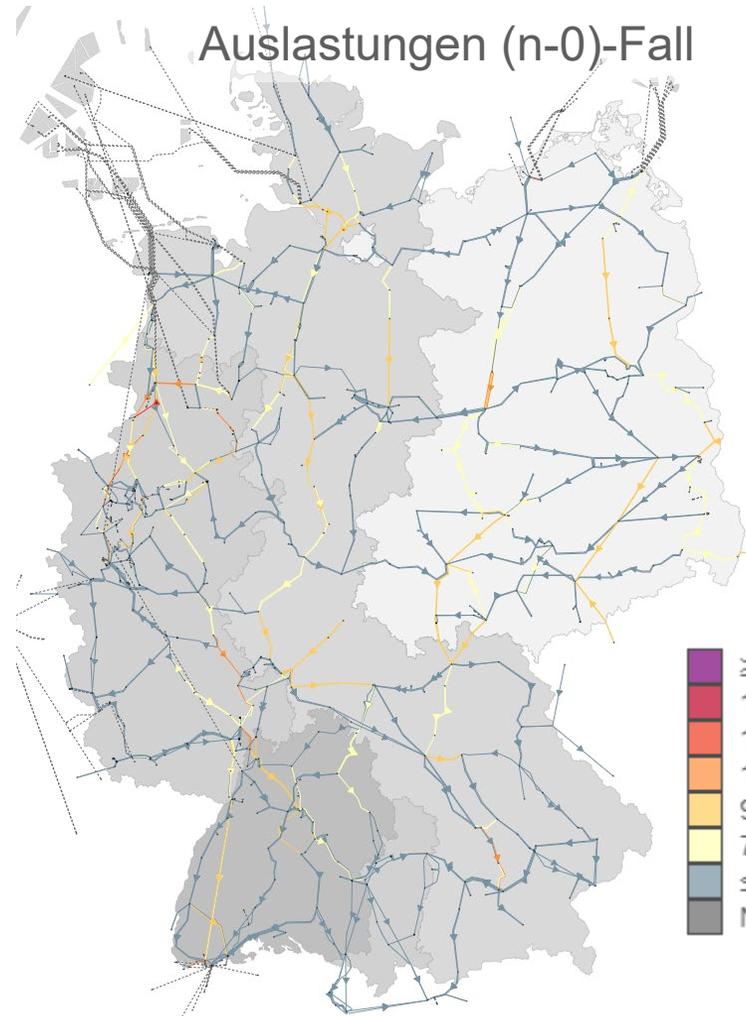
- **Variante B** weist deutlich höhere Blindleistungsverluste auf als Variante A
- Rückschlüsse auf die Kritikalität bezüglich der transienten Stabilität möglich:
 - Viele hoch ausgelastete Leitungen
→ hohe „Sensibilität“ des Netzes auf Fehlerereignisse
 - Weiträumige Transite
→ hohe „Vorspannung“ der Generatorgruppen im Netz
 - Hohe Durchdringung umrichter gespeister Erzeugung
→ geringe Winkelträgheit der Netzgruppen
- Kritischste NNF mit ähnlichem Muster bezüglich Einspeise- und Lastverhalten (hohe Wind- und keine PV-Einspeisung, hohe Last, hoher Export)

NNF*	Wind Onshore in GW		PV in GW	Wind Offshore in GW		Kraftwerke in GW		Last in GW		Export DE in GW		Q-Verluste in Gvar
1274	70,2	74%	0	21,3	78%	24,9	64%	-58,0	67%	10,3	28%	9,1
1272	68,6	72%	0	20,8	76%	25,1	65%	-63,9	74%	11,1	30%	8,9
7464	72,1	76%	0	21,5	78%	20,5	53%	-59,6	69%	16,2	44%	7,1

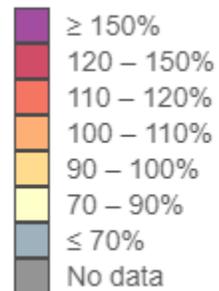


NNF 1274 wird für die transienten Analysen verwendet

Auslastungen NNF 1274 in Variante B



Heide/West-Husum/Nord: 4 kA
Garrel/Ost-Cappeln/West: 4 kA
Lauchstädt-Vieselbach: 4 kA



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.4. Transiente Stabilitätsanalysen

Auswahl Variante und NNF

Analyse und Aufbereitung Eingangsdaten und SCR-Auswertung

Netzberechnungen (Fehlerszenarien) und Sensitivitäten

Fazit und Ausblick

Eingangsdaten aus den stationären Netzplanungsprozessen

Kritische Ausgangssituation aufgrund der Variante und des NNFs:

- Eine HGÜ im Nord-Süd-Korridor ist aktiv im Netz (Ultranet) sowie vier zusätzliche Konverter im STATCOM-Betrieb (NOR-10-1 Plan Mettingen, LanWin2 Heide/West, SuedOstLink Wolmirstedt, SuedLink in Großgartach).
- Berücksichtigung von 13 GW Elektrolyseuren als neue Großverbraucher, ohne Blindstromstützung im Fehlerfall, aber mit FRT-Fähigkeit.
- Es treten hohe Spannungswinkeldifferenzen z.B. zwischen Güstrow – Pleinting ($90,4^\circ$) innerhalb Deutschland auf. Im Vergleich dazu waren die Differenzen im NEP21 ($69,4^\circ$) deutlich geringer.

Weitergehende Annahmen der stationären Netzplanungsprozesse:

- Circa 2,8 GW Regelleistung wurden auf 800 Lasten verteilt.
- 21 Reservekraftwerke für Redispatch im Einsatz, davon sind 15 als potentielle Reservekraftwerke ausgewiesen.
→ Aufgrund des Alters ist der Einsatz der potentiellen Reserve aber teilweise kritisch zu sehen.
- Zusätzliche Maßnahmen zur Engpassreduktion aus den Netzanalysen wurden in den Stabilitätsanalysen nicht berücksichtigt.

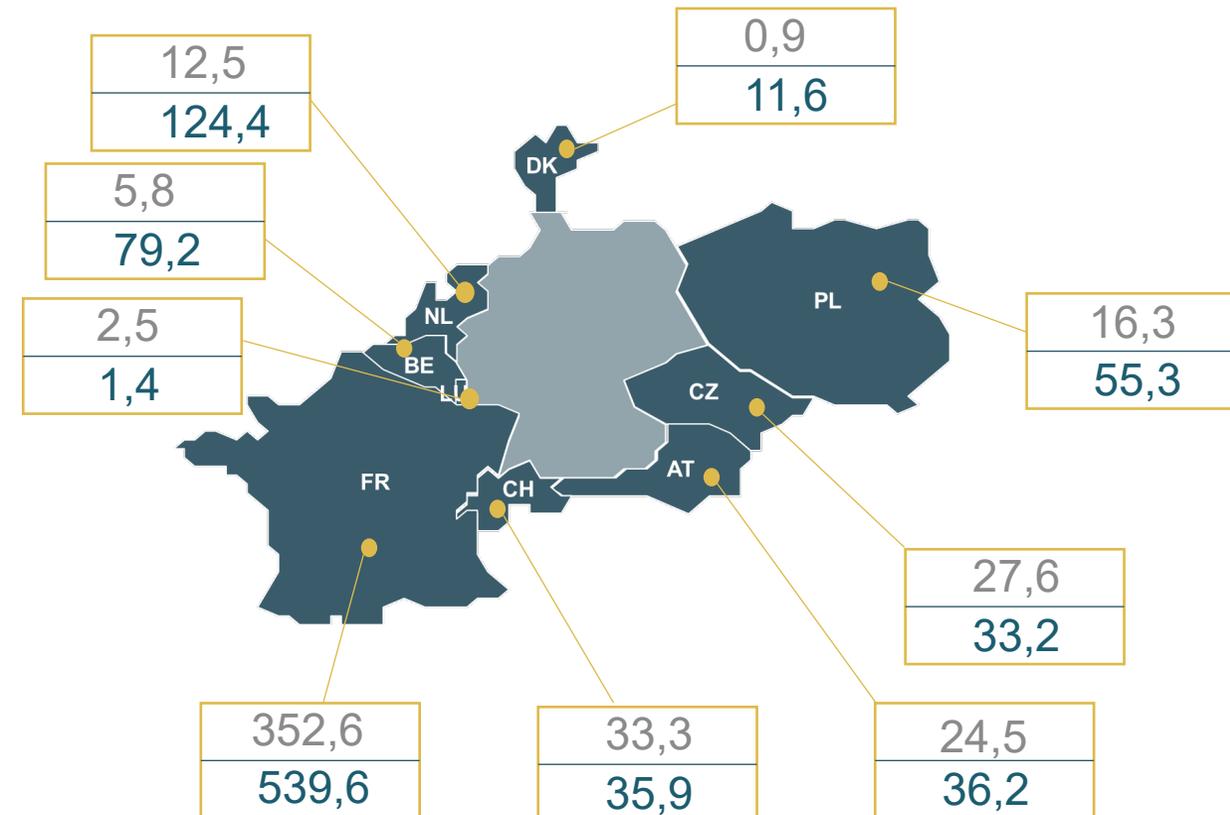
Grundannahmen angelehnt am NEP21

- Das Initial Dynamic Model (IDM) [1] wird als dynamisches Randnetz verwendet
→ **Überschätzung der Entwicklung der Momentanreserve im Randnetz**
- Eine Deckung der Momentanreservebedarfe, die in den Frequenzanalysen für Deutschland identifiziert werden, ist nicht berücksichtigt (404 GWs), keine Abbildung netzbildender Regelungskonzepte für Umrichter
→ **Unterschätzung der Annahmen zu notwendiger Momentanreserve in DE**
- Anlagen zur stationären und dynamischen Blindleistungskompensation aus den Spannungsanalysen werden im Modell verortet

Das Vorgehen entspricht den Annahmen im NEP21 und schafft eine gute Vergleichbarkeit.

[1] ENTSO-E Initial Dynamic Model ([Link](#))

Vergleich Marktdaten (oben) Momentanreserve IDM (unten) und des direkten Randnetzes. Werte in GWs.



Netzkurzschlussleistung als Stabilitätsindikator

- Stromerzeuger lassen sich mit den Eigenschaften netzbildend (z.B. Synchronmaschinen konventionellen Kraftwerken) und netzfolgend (z.B. derzeitige Windenergie-, PV- und HGÜ-Anlagen) beschreiben. Allgemein sind netzfolgende Erzeuger auf einen gewissen Anteil von netzbildenden Erzeugern angewiesen, andernfalls können Instabilitäten auftreten [1]
- Für die Abschätzung von möglichen Stabilitätsproblemen wird z.B. bei der Netzanschlussplanung oftmals das Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR) Wert verwendet. Der SCR-Wert ist ein einfach zu berechnender Quotient und liefert überschlagsmäßige Aussagen für das Stabilitätsverhalten von sowohl netzbildender als auch und netzfolgender Erzeugung

$$SCR = \frac{S_k''}{P_n}$$

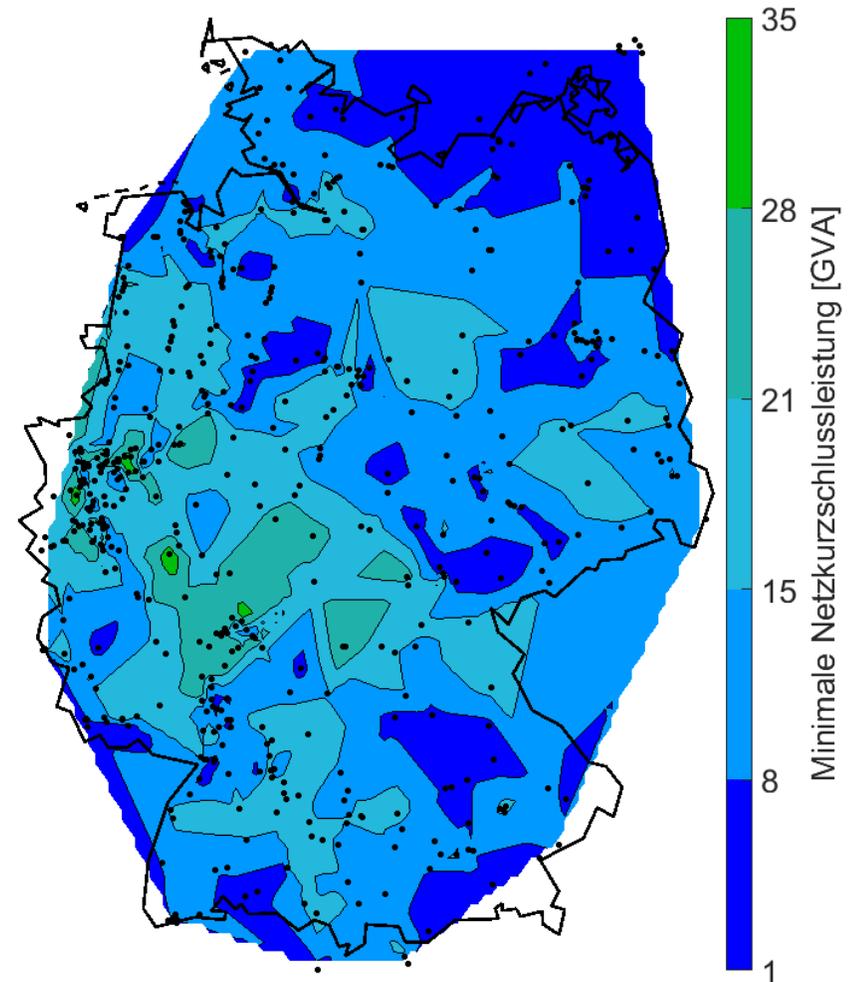
mit S_k'' als die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung

P_n als die Nennwirkleistung aller Erzeugerblöcke mit Anschluss an eine gemeinsame Sammelschiene.

[1] Nikos Hatziargyriou et al, „Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,“ <https://ieeexplore.ieee.org/document/9286772>, July 2021

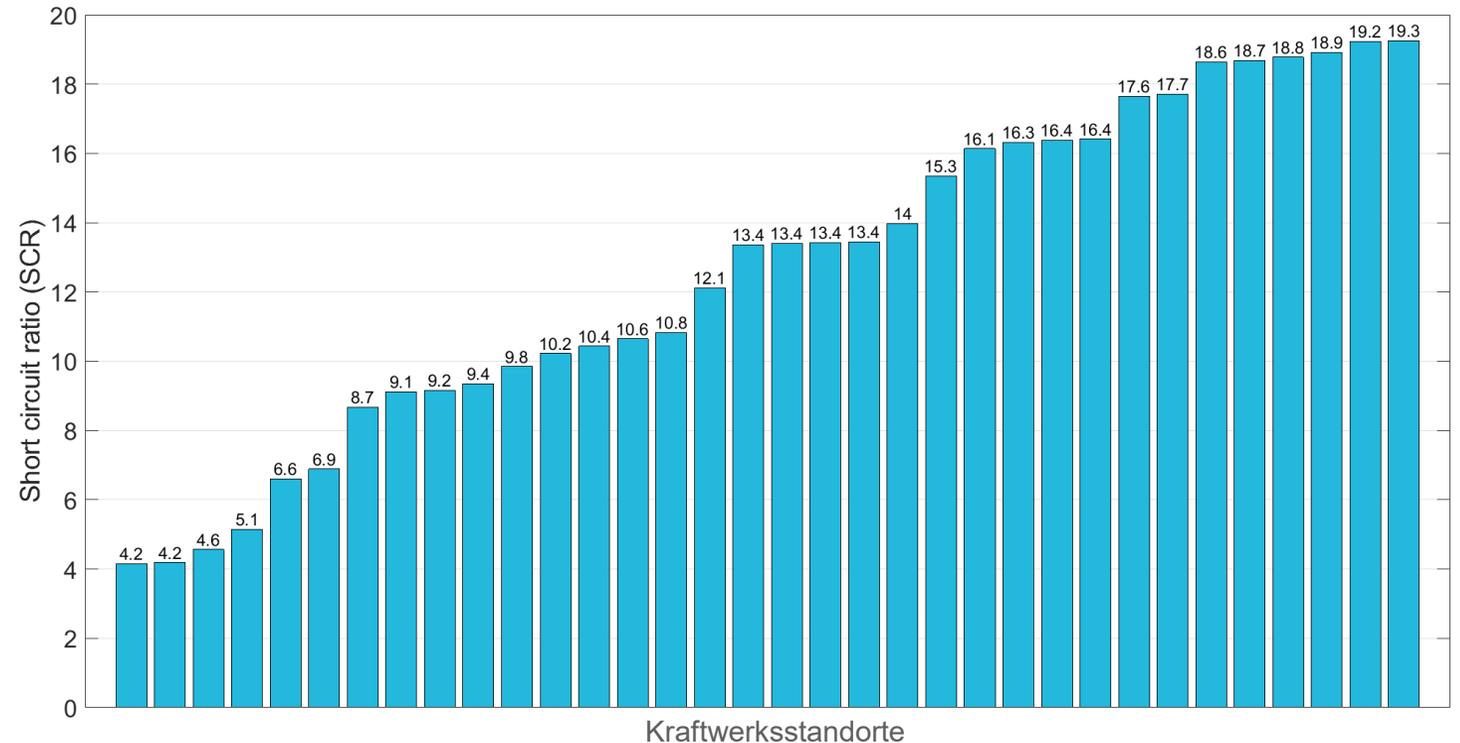
Netzkurzschlussleistung S''_k

- Netzkurzschlussleistung ist ein Indikator für „starke“ und „schwache“ Netzgebiete
- Stabilitätsprobleme können insbesondere in „schwachen“ Netzgebieten entstehen
- Berechnung wurde am NNF 1274 der Variante B durchgeführt
- Kleinster Wert von S''_k an 220kV- und 380kV-Sammelschienen je Standort
- Kurzschlussstrombeitrag aus dem Randnetz wird in den Berechnungen berücksichtigt



Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR) Konventionelle Kraftwerke

- Darstellung der 20 niedrigsten SCR-Werte für Netzanschlussseite von Kraftwerken, Methodik nach [1]
- Über SCR-Wert am Netzanschlusspunkt Abschätzung der statischen und transienten Rotorwinkelstabilität von konventionellen Kraftwerken
- Werte mit $SCR < 6$ bzw. $SCR < 4$ sind problematisch für Synchronmaschinen [2] und erfordern standortabhängige Untersuchungen bzw. Maßnahmen

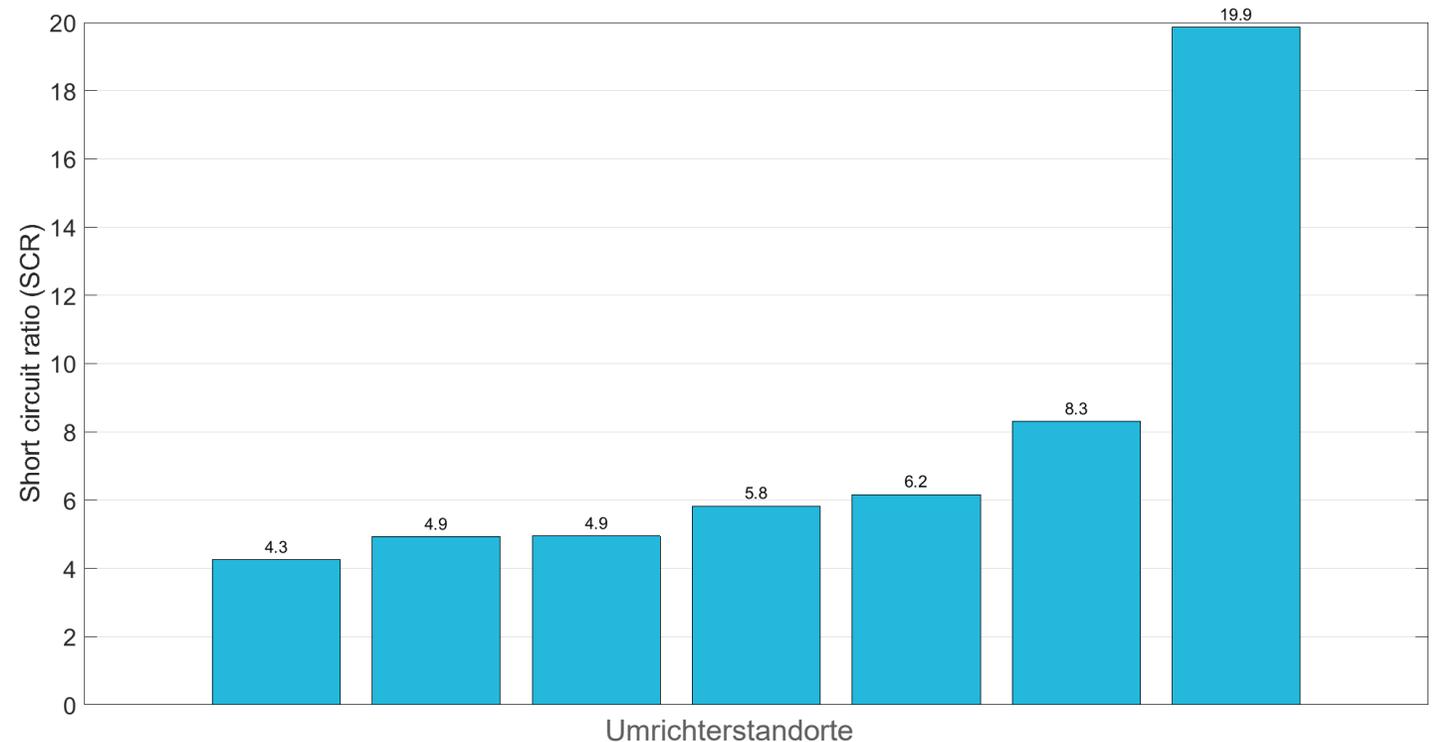


[1] Short-circuit power as important reliability factor for power system planning ([Link](#))

[2] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes ([Link](#))

Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR) Umrichterbasierte Erzeugung

- Darstellung der 7 niedrigsten SCR-Werte von Konvertern an der Höchstspannung
- Umrichter (z.B. von PV- und Windenergieanlagen aber auch HGÜ) benötigen eine von Synchronmaschinen stammende Netzkurzschlussleistung
- Werte mit $SCR < \sim 3$ sind problematisch für Umrichteranlagen [1]



[1] Voltage Control Challenges on Weak Grids with High Penetration of Wind Generation: ERCOT Experience ([Link](#))

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.4. Transiente Stabilitätsanalysen

Auswahl Variante und NNF

Analyse und Aufbereitung Eingangsdaten und SCR-Auswertung

Netzberechnungen (Fehlerszenarien) und Sensitivitäten

Fazit und Ausblick

Prüfkriterien Stabilitätsanalysen

1. Prüfung der **Beherrschbarkeit von (n-1)-Fehlern** mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit:

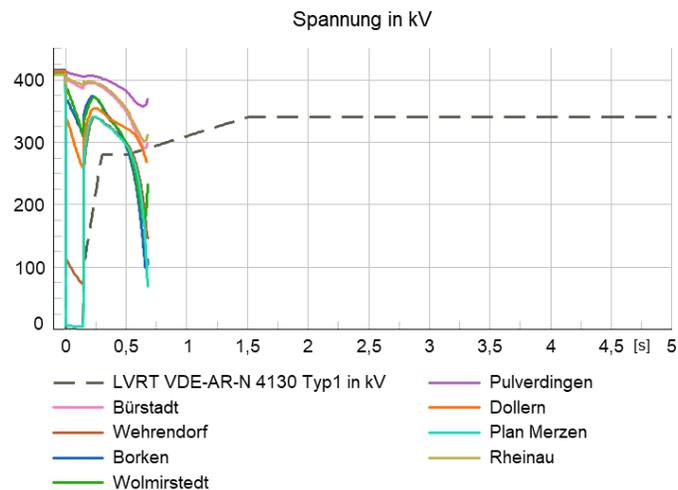
- **Gedämpftes Schwingungsverhalten**
(Spannungsbeträge, Spannungswinkel, Polradwinkel der Generatoren)
- **Kein Polschlupf von Generatoren** (insbesondere bezogen auf Anlagen mit Anschluss an die HÖS-Ebene)
- **Kein Verlust von Erzeugungsanlagen generell**
→ FRT-Grenzkurven dürfen nicht verletzt werden
(Verwendung FRT-Grenzkurven für Typ-1-EZA aus VDE-AR-N 4130)

2. Prüfung der **bedingten Beherrschbarkeit** von (n-1)-Fehlern mit **nicht konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit** sowie von **Sammelschienen- und Common-Mode-Fehlern** (Mastumbruch, Doppelleitungsausfall)

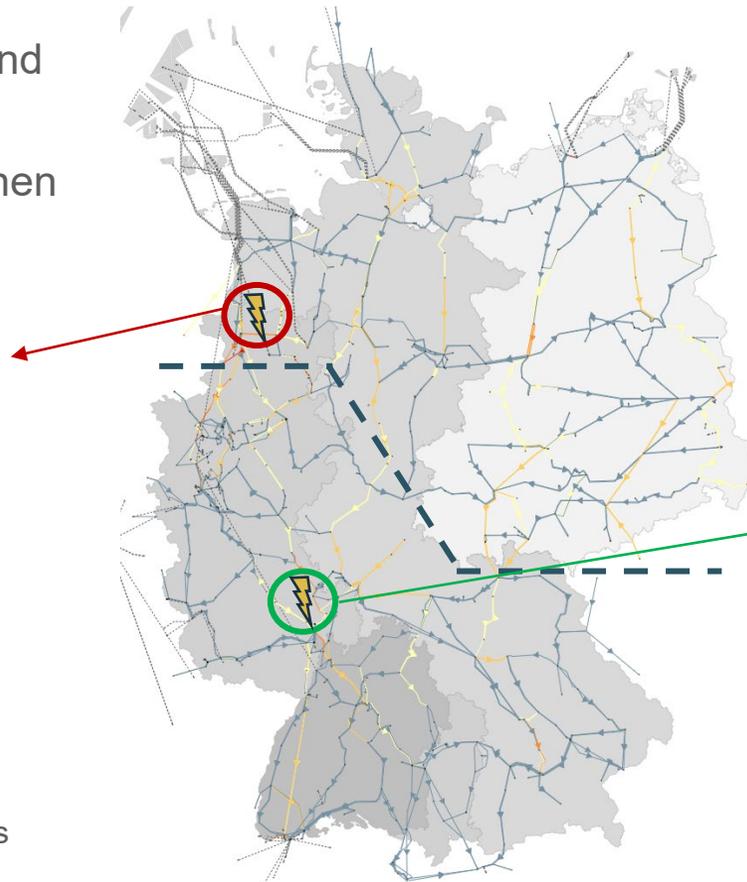
- **Gedämpftes Schwingungsverhalten**
- **Keine überregionale Störungsausweitung** durch Ausfall von Erzeugungsleistung > 3 GW
 - Polschlupf von einzelnen Generatoren ggf. zulässig
 - Begrenzter Verlust von Erzeugungsleistung (Verletzung FRT-Grenzkurven) ggf. zulässig
- **Kein Verlust des Synchronismus zwischen Netzbereichen** (keine Netzauftrennung)

Verlust der Systemstabilität in nordöstlichen Netzgruppen

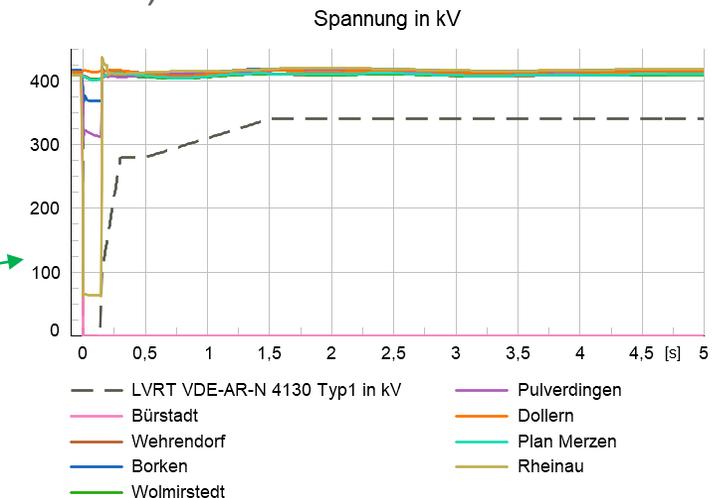
- Einige (n-1)-Fehlerfälle mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit und kritischere Fehler in den nordöstlichen Netzgruppen (oberhalb der Linie) können nicht sicher beherrscht werden



Dreipoliger Kurzschluss nahe Merzen mit Ausfall eines Stromkreises nach Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms.

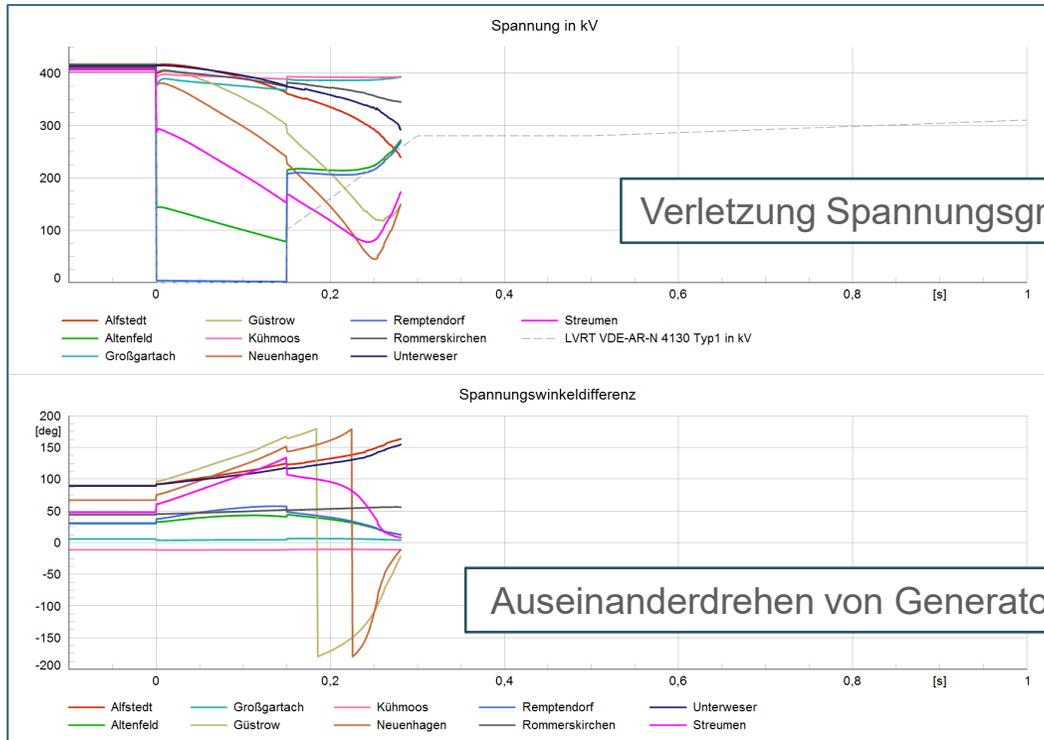
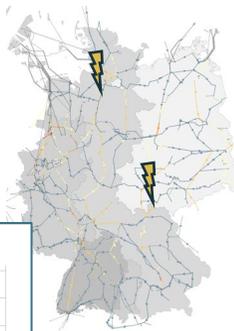


- In den südwestlichen Netzgruppen (unterhalb der Linie) werden (n-1)-Fehler als auch kritischere Fehler (Sammelschienen und Common Mode Fehler) sicher beherrscht

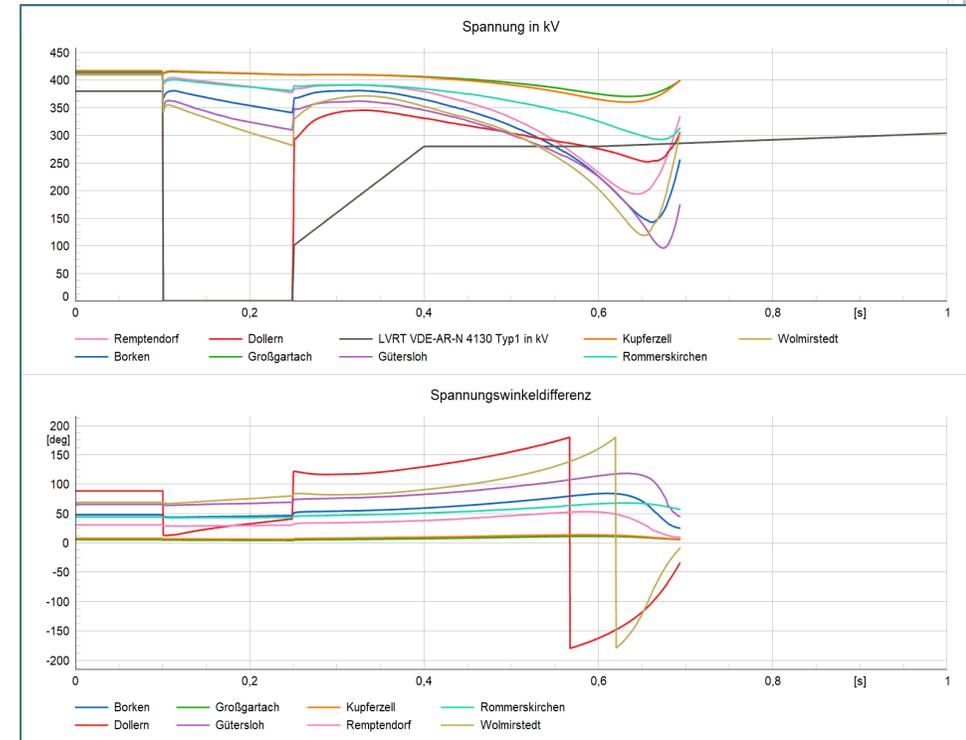


Dreipoliger Kurzschluss auf der Sammelschiene 1 des Umspannwerks Bürstadt mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung der Sammelschiene.

Netzberechnungen – Fehlerereignisse im Basisszenario



Dreipoliger Kurzschluss nahe Remptendorf mit Ausfall eines Stromkreises nach Redwitz mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms.



Dreipoliger Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms.

Großräumiger Verlust der Systemstabilität:

- Spannungsverletzung (LVRT-Kurve) an vielen Knoten → Großflächiger Ausfall von Erzeugungsleistung
- Auseinanderlaufen der Spannungswinkeldifferenzen → Bildung von asynchronen Teilnetzen (System-Split)

Untersuchung Gegenmaßnahmen als Sensitivitäten (1/2)

Aufgrund der gezeigten Instabilitäten werden anhand von Sensitivitäten Auswirkungen verschiedener Gegenmaßnahmen im Vergleich zum definierten Basisszenario (siehe Eingangsdaten und Grundannahmen) auf die Systemstabilität bewertet. Die angewandten Sensitivitäten können dabei – wie eingangs beschrieben – in die Kategorien Wirkleistungsentlastung und Spannungsstützung unterteilt werden.

Spannungsstützung

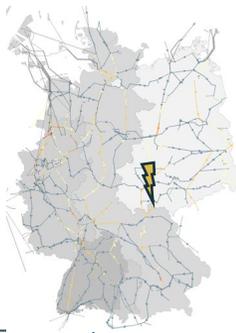
- **Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen**
→ Damit wird die Stärke der Blindstromstützung bei einem Spannungseinbruch erhöht. Dies bedeutet, mehr Blindleistungsbeitrag im Fehlerfall von den Windenergieanlagen und damit eine bessere Spannungsstützung.
- **Reduzierung der Statik der STATCOM**
→ Eine flachere Statik erwirkt schon bei geringeren Spannungseinbrüchen die maximale Blindleistungseinspeisung. Damit wird bei gleichem Spannungseinbruch mehr Blindleistung von fehlerfernen Anlagen eingespeist.
- **Aktivierung zusätzlicher STATCOM**
→ Aktivierung von STATCOM-Anlagen, deren Umsetzung aktuell erst in 2035 vorgesehen ist. Dies betrifft zwei Anlagen bei 50Hertz und fünf bei TenneT.
- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)**
→ Im Basisfall keine Blindstromstützung im Fehlerfall, in der Sensitivität tragen die Anlagen aktiv Blindstrom zur Spannungsstützung bei.

Untersuchung Gegenmaßnahmen als Sensitivitäten (2/2)

Wirkleistungsentlastung

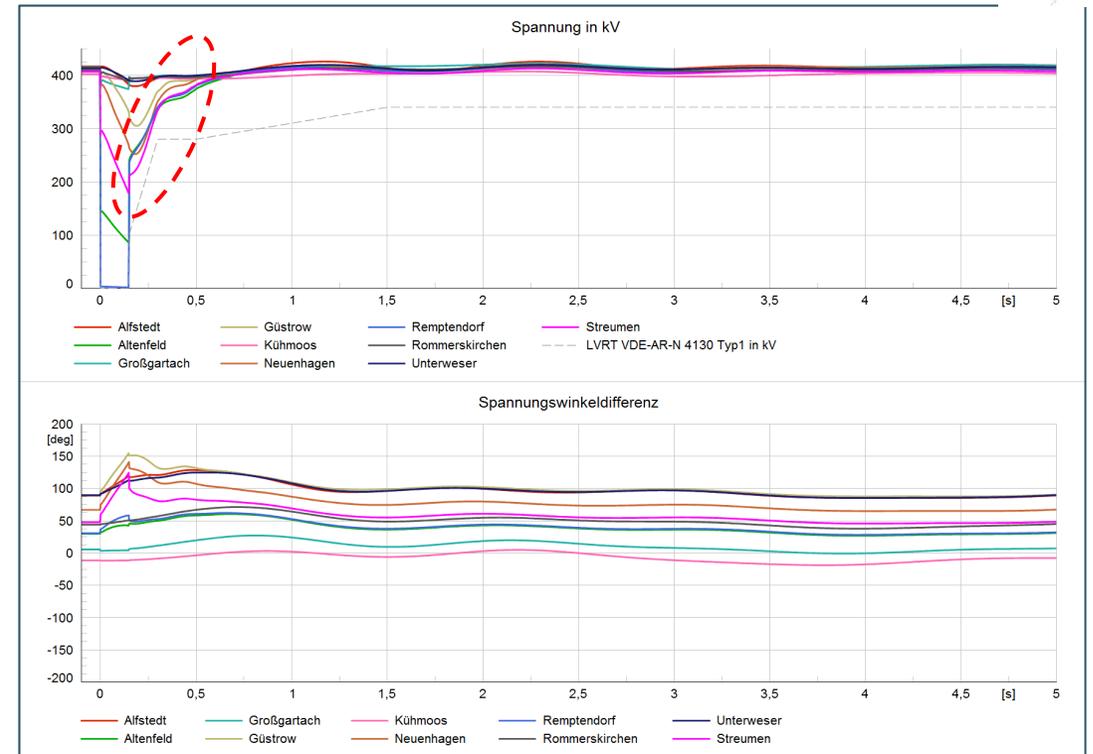
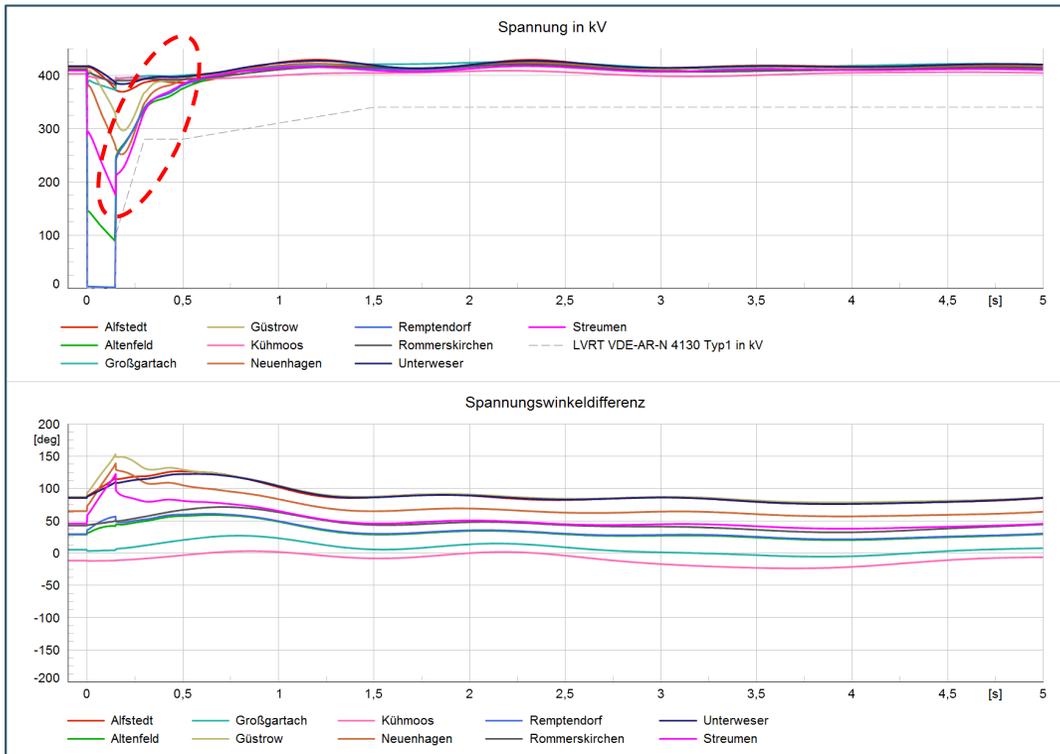
- **Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA**
→ Die Auslastungen auf allen Stromkreisen im (n-1)-Fall werden von 4 kA auf 3,6 kA begrenzt. Dadurch sinken die Blindleistungsverluste im gesamten deutschen Übertragungsnetz von ~9 Gvar auf ~7 Gvar. Die Spannungswinkeldifferenz zwischen Güstrow und Pleinting reduziert sich von 90,4° auf 87,7°.
- **Kurzzeitige Entlastung des Transitzkorridors durch Systemautomatiken**
→ Einspeiseunterbrechung von ausgewählten Offshore-HGÜ (3 GW) für 1 s kurz nach Eintritt eines Fehlerereignisses führt zu einer Entlastung des Transitzkorridors.
- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr)**
→ Die Wirkleistungsaufnahme der Elektrolyseure nach Fehlerklärung wird innerhalb 1 s wiederhergestellt, gegenüber einer langsamen Wirkleistungswiederkehr im Basisszenario innerhalb von 10 s.
- **Erhöhung der Schwungmasse im Norden**
→ Zusätzlich 4,2 GWs bzw. 12,1 GWs in nördlichen Netzgruppen verortet (standortscharf). Damit kann mehr überschüssige Energie während der Fehlerereignisse in Schwungmassen gespeichert werden, sodass die Winkeldifferenzen weniger stark auseinander laufen.

Gegenmaßnahmen – Fehlerfall Remptendorf-Redwitz



Gegenmaßnahme: Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA

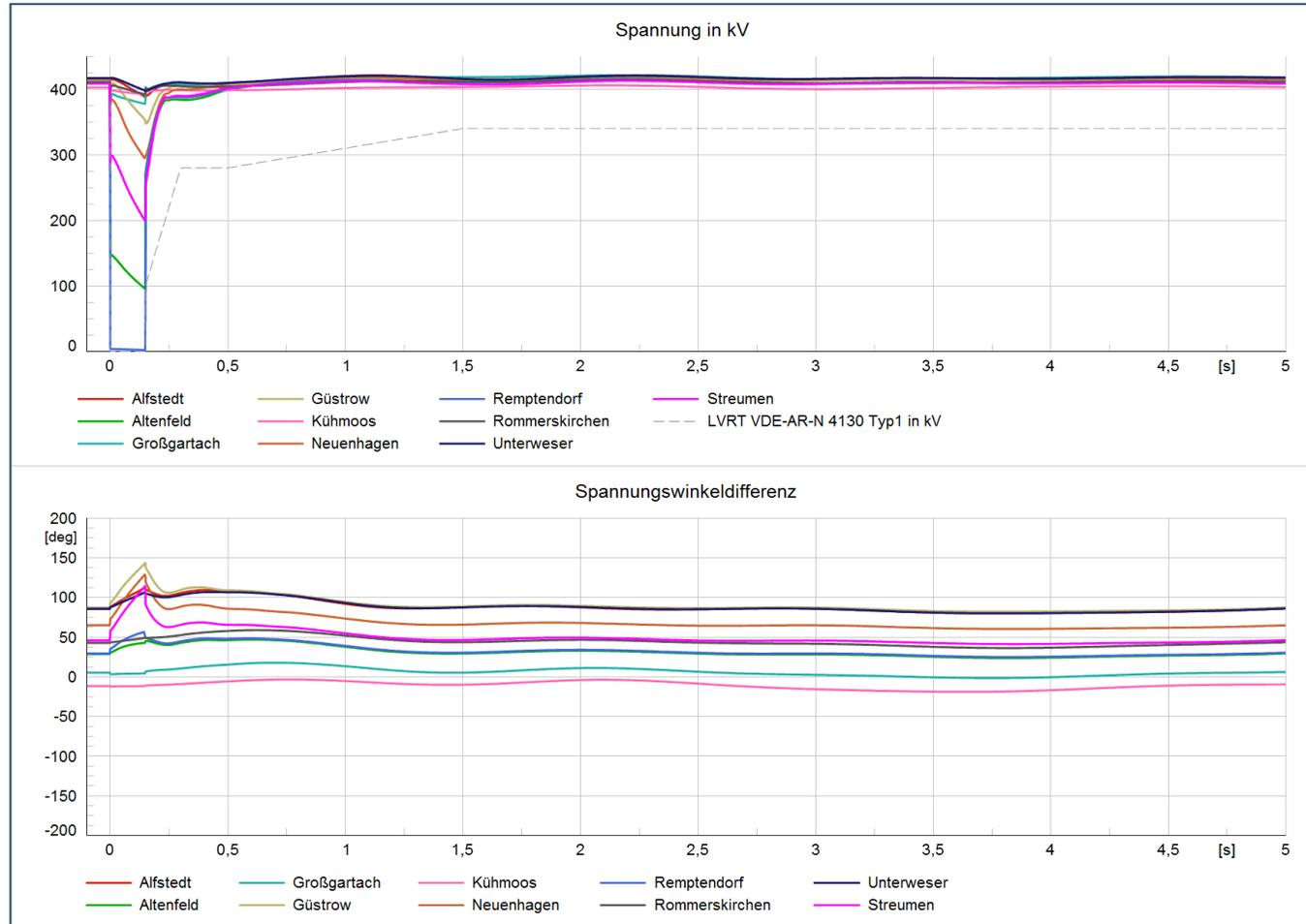
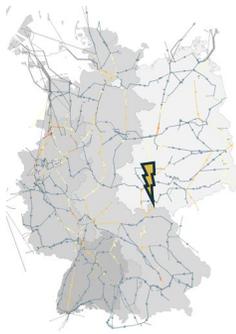
Gegenmaßnahme: Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)



➔ System stabil:

- Die Spannung nach Fehlerklärung bleibt über der LVRT Kurve, dennoch weiterhin verhältnismäßig schlechte Spannungserholung.
- Die Spannungswinkeldifferenzen schwingen sich nach Fehlerklärung auf einen konstanten Wert ein.

Kombination Gegenmaßnahmen – Fehlerfall Remptendorf-Redwitz

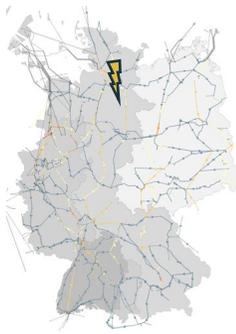


Gegenmaßnahmen:

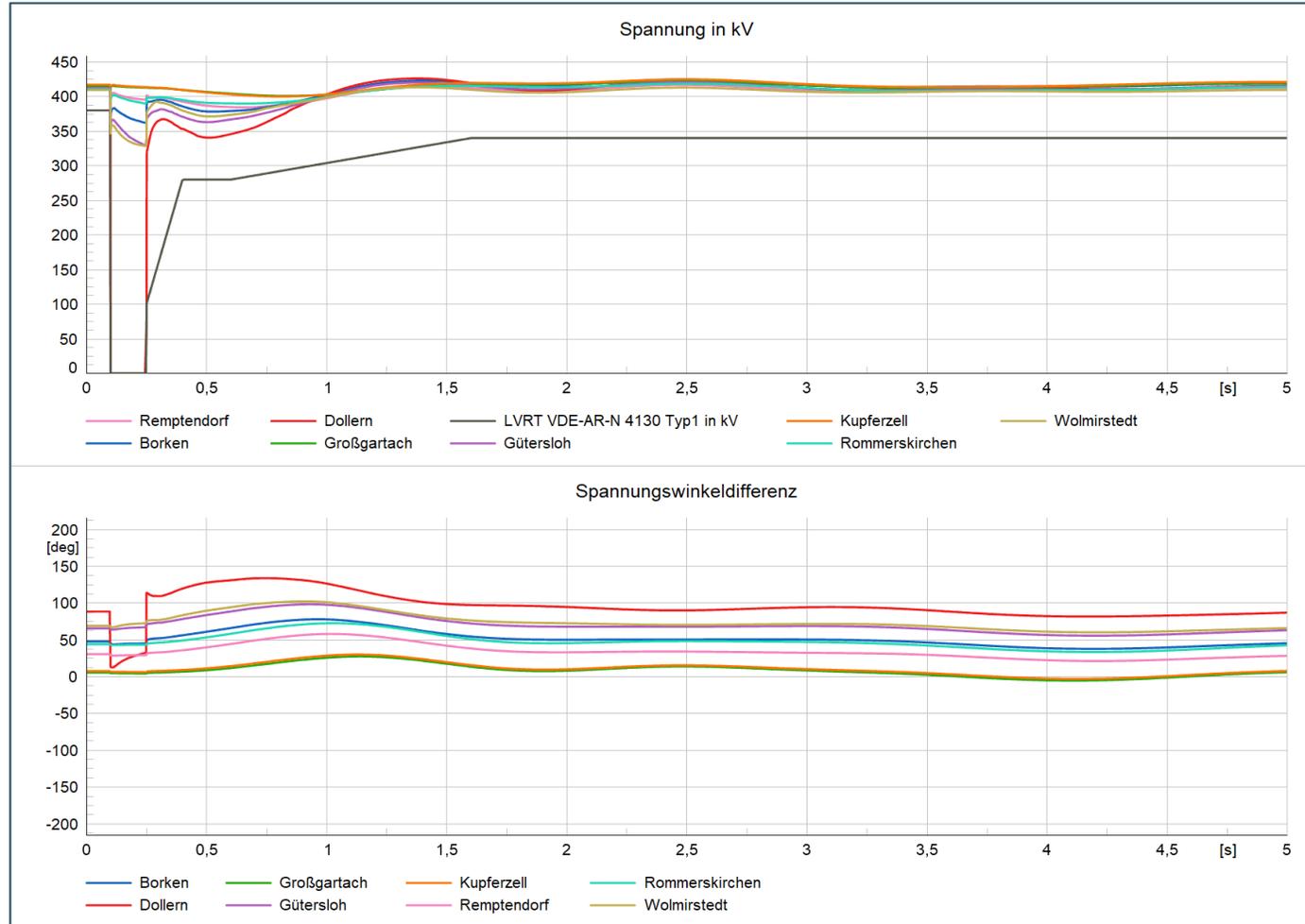
- Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA
- Netzdienstliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)

System stabil:

- Die Spannungen nach Fehlerklärung bleiben über der LVRT-Kurve und es ist eine gute Spannungserholung zu sehen.
- Die Spannungswinkeldifferenzen schwingen sich nach Fehlerklärung auf einen konstanten Wert ein.



Gegenmaßnahme – Fehlerfall Dollern-Sottrum



Gegenmaßnahme:

- Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen

System stabil:

- Die Spannungen nach Fehlerklärung bleiben über der LVRT-Kurve.
- Die Spannungswinkeldifferenzen schwingen sich nach Fehlerklärung auf einen konstanten Wert ein.

Übersicht aller Sensitivitäten

Gegenmaßnahme	Wirksamkeit
Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen	Wirkt im gesamten Netz positiv, dadurch werden viele instabile (n-1)-Fehler und (in Kombination mit anderen Maßnahmen) Common-Mode-Fehler beherrschbar.
Reduzierung der Statik der STATCOM	Bewirkt bessere Spannungserholung im gesamten Netz, es werden dadurch aber nur einzelne Fehlerfälle beherrschbar.
Aktivierung zusätzlicher STATCOM	Verbessern lokal das Spannungsniveau, wirken sich auf Grund ihrer bereits feststehenden Verortung nicht positiv auf die instabilen Fehlerfälle aus.
Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)	Zeigt großräumige positive Wirkung, durch die breite Verteilung der Anlagen im gesamten Netzgebiet werden viele instabile (n-1)-Fehler und (in Kombination mit anderen Maßnahmen) Common-Mode-Fehler beherrschbar.
Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA	Führt als Einzelmaßnahme zur Beherrschbarkeit weniger (n-1)-Fehler sowie in Kombination mit anderen Maßnahmen auch von Common-Mode-Fehlern.
Kurzzeitige Entlastung des Transitkorridors durch Systemautomatiken	Führt zur Beherrschbarkeit von Fehlerfällen im Nord-Süd-Transitkorridor, die Wirksamkeit ist stark abhängig vom Fehlerszenario und dem Ort der Maßnahme.
Erhöhung der Schwungmasse im Norden	Ermöglicht die Beherrschbarkeit von (n-1)- und Common-Mode-Fehlern, die mit anderen Maßnahmen allein nicht stabilisiert werden können. Stark abhängig von der Verortung.
Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr)	Kann vereinzelt, in Kombination mit der Blindstromstützung durch die Elektrolyseure, zur Beherrschbarkeit von Common-Mode-Fehlern beitragen.



Beherrschbarkeit aller relevanten Fehlerfälle durch Kombination mehrerer Maßnahmen möglich.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.4. Transiente Stabilitätsanalysen

Auswahl Variante und NNF

Analyse und Aufbereitung Eingangsdaten und SCR-Auswertung

Netzberechnungen (Fehlerszenarien) und Sensitivitäten

Fazit und Ausblick

Fazit und Ausblick der transienten Stabilitätsanalyse (1/2)

- Die **Untersuchung des Basisszenarios** zeigt sowohl beherrschbare, als auch viele nicht-beherrschbare Fehlerfälle
 - Die nordöstlichen Netzgruppen sind in dem untersuchten Netznutzungsfall hoch ausgelastet, sodass bereits eine Vielzahl von (n-1)-Fehlern mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit nicht beherrscht werden können.
 - Die südwestlichen Netzgruppen hingegen haben nur punktuell hohe Leitungsauslastungen, sodass nicht nur (n-1)-Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit sondern auch kritischere Fehler (Common-Mode-Fehler) sicher beherrscht werden.
- Die **Untersuchung möglicher Gegenmaßnahmen** zeigt, dass keine einzelne Maßnahme geeignet ist alle Fehlerfälle sicher zu beherrschen, sondern eine Kombination mehrerer Maßnahmen notwendig ist.
 - Ein netzdienliches Verhalten durch Elektrolyseure erweist sich als besonders wirksam.
 - Verbesserte Blindstromstützung durch Windenergieanlagen (hier durch Erhöhung des k-Faktors abgebildet) ist ebenfalls sehr wirksam.
 - Die Auslegung, Technologiewahl, Regelungskonzept sowie Verortung der Blindleistungskompensationsanlagen muss bedarfsgerecht erfolgen.
 - Die Freigabe von Stromkreisauslastungen im (n-1)-Fall $> 3,6$ kA muss durch individuelle Stabilitätsuntersuchungen geprüft werden. Zur sicheren Betriebbarkeit sind ggf. weitere Begleitmaßnahmen wie ein DSA-System (Stabilitätsuntersuchungen im Betrieb) notwendig.

Fazit und Ausblick der transienten Stabilitätsanalyse (2/2)

- Sowohl die **Eingangsdaten als auch die Grundannahmen** beeinflussen die Ergebnisse:
 - Zusätzlich stabilisierende Maßnahmen wie die Deckung der Bedarfe zur Momentanreserve aus den Frequenzanalysen und netzbildende Umrichterregelungskonzepte wurden nicht berücksichtigt, werden aber als hilfreich eingestuft.
 - Verschärfung der kritischen Situation bei Abweichung von den bisherigen Annahmen zur Momentanreserve im Ausland, zusätzlicher Höherauslastung weitere Maßnahmen zur Engpassreduktion und bei einer Nicht-Verfügbarkeit der potentiellen Reservekraftwerke.
- Die SCR-Analysen zeigen die Notwendigkeit genauerer standortscharfer Analysen aufgrund der Entwicklung der netzseitigen Kurzschlussleistung.
- Die detaillierte Ausgestaltung der gezeigten Gegenmaßnahmen muss in weiterführenden Analysen abgewogen, eingeordnet und bewertet werden.



Zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in der Zukunft muss der Fokus stärker auf die Stabilitätsaspekte des Übertragungsnetzes gesetzt werden.
Die fortschreitende Netzentwicklung mit steigender Umrichterdurchdringung und Höherauslastung des Übertragungsnetzes erfordern weitergehende und umfassende Stabilitätsuntersuchungen.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

II.1. Zielsetzung

II.2. Bewertung von Spannungsstabilität

II.3. Bewertung von Frequenzstabilität

II.4. Bewertung von transienter Stabilität

II.5. **Fazit der Stabilitätsanalyse**

Fazit der Stabilitätsanalysen

- Ohne weitere Maßnahmen ist die Systemstabilität im unterstellten Szenario 2030 gefährdet.
- Zur Wahrung der Systemstabilität müssen zahlreiche Maßnahmen umgesetzt werden:
 - Zubau der notwendigen Blindleistungskompensationsanlagen inkl. Momentanreservebereitstellung mit Genehmigung ÜNB-eigener Assets inkl. zusätzlicher Momentanreserve
 - Erweiterung von Anforderungen an Großverbraucher (insb. Elektrolyseure) für ein netzdienliches Verhalten
 - Weiterentwicklung der TAR für Erzeuger (Wind und PV bis auf Niederspannung) und kleinere Verbraucher (Wärmepumpen, E-Mob, Batteriespeicher)
 - Anreize für Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung schaffen (durch marktliche Beschaffung) und Nutzbarmachung von Potentialen aus dem Verteilnetz
 - Verfolgung alternativer Lösungsmöglichkeiten zur (temporären) Blindleistungsbereitstellung
 - Umsetzung geeigneter netzbildender Regelungsverfahren für neue Erzeugungseinheiten
 - Umsetzung weiterer Maßnahmen zur Sicherstellung der transienten Stabilität (siehe Sensitivitätsanalysen)

Aussagen zum Kohleausstieg

LA2030 – Aussagen zum Kohleausstieg

- Annahme zum Kohleausstieg: Alle Kohlekraftwerke in Deutschland sind nicht am Strommarkt aktiv, Steinkohlekraftwerke können aber, wenn nötig, zur Bewirtschaftung von Netzengpässen durch die ÜNB eingesetzt werden.
- Die **stationären Netzanalysen** zeigen, dass Redispatch-Potentiale im Süden und Westen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen benötigt werden. Mangels Alternativen werden dazu auch Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Die benötigte Leistung an Steinkohlekraftwerken hängt stark vom Fortschritt des Netzausbaus ab: In Variante A werden 5,7 GW Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve benötigt, in Variante B sind es 9,5 GW.
- Die **Stabilitätsanalysen** auf Basis von Variante B lassen vermuten, dass der Zeitpunkt des Kohleausstiegs eine untergeordnete Wirkung auf den Umfang der notwendigen Begleitmaßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität hat:
 - Die größte Herausforderung in Bezug auf die Systemstabilität ist die Integration der im Szenario enorm hohen EE-Erzeugung im Zusammenspiel mit dem Lastzuwachs (inkl. Elektrolyseanlagen) und der Höherauslastung des Netzes.
 - Die dominierende Auswirkung auf die Systembedarfe haben Stunden mit hohen Leistungstransporten (hohe EE-Einspeisung). Um in diesen Situationen die Systemstabilität zu gewährleisten sind die in Teil II identifizierten Maßnahmen unerlässlich. Für die Umsetzung der Maßnahmen bis 2030 bedarf es der Unterstützung aus Politik und der gesamten Branche.
 - In den stabilitätsrelevanten Stunden sind aufgrund von Redispatchanforderungen auch Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve (siehe oben) in Betrieb.
- Die Versorgungssicherheit im Sinne einer am Markt ausgeglichenen Bilanz aus Erzeugung und Last wurde im Rahmen der LA2030 nicht untersucht.

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