

# Abschlussbericht Systemanalysen 2022

Dienstag, 08. März 2022



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

- 1. Aufgabenstellung und Zielsetzung**
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Aufgabenstellung und Zielsetzung

- Mit den Systemanalysen 2022 erfüllen die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Verpflichtung nach §3 Absatz 2 der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV).
- Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln damit den Bedarf an Netzreserve in Form von Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung.
- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2021 abgestimmt. Sie umfassen:
  - Analyse der Zeithorizonte 01.04.2022 – 31.03.2023 (t+1) und 01.04.2023 – 31.03.2024 (t+2)
  - Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
    - Erzeugungsportfolio (konventionell und EE)
    - Last- und Verbrauchsentwicklung
    - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
    - Brennstoffpreise
  - Netzausbauzustand

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. **Randbedingungen**
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

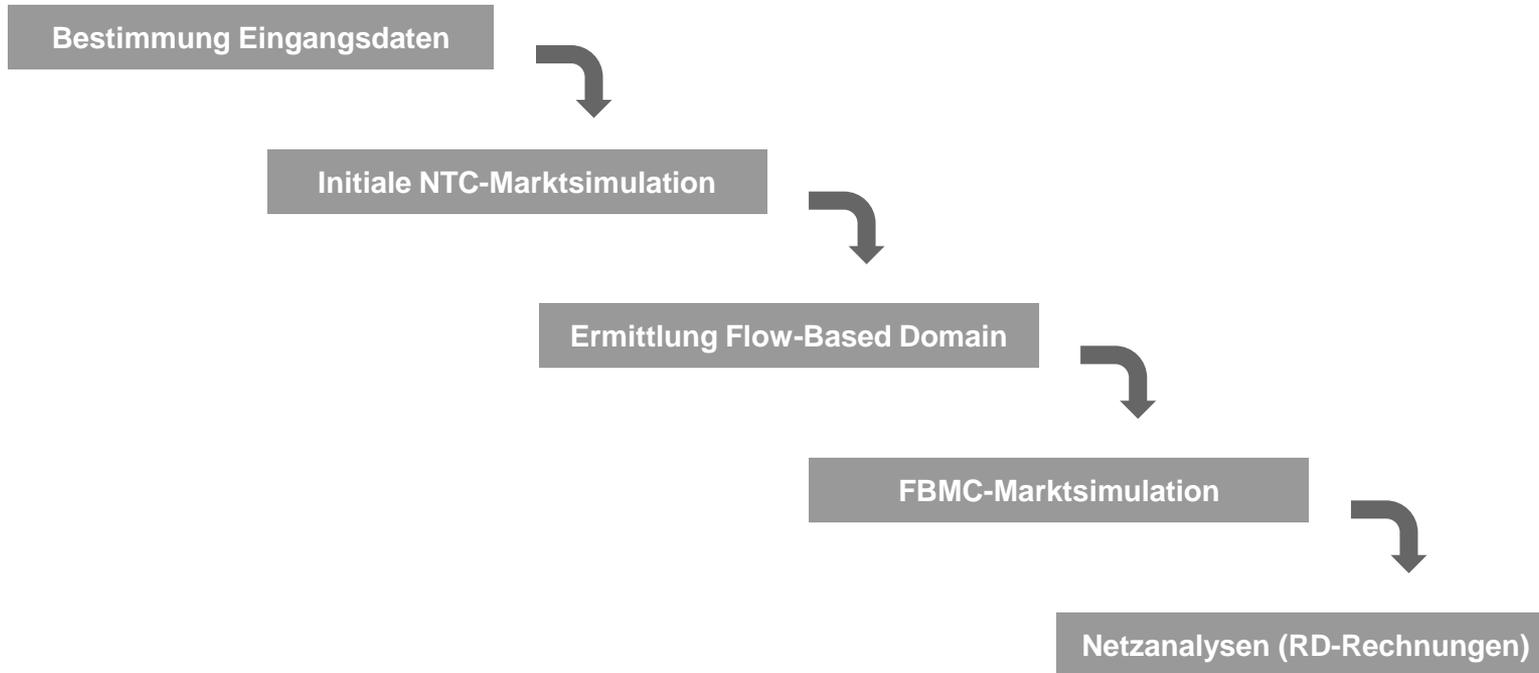
# Randbedingungen

- **Kohleausstieg:** Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2022/2023 und 2023/2024 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. bis 4. Ausschreibungsrunde werden explizit berücksichtigt.
- **Netzausbau:** Der Netzausbauzustand wird gemäß den realistischen Annahmen der ÜNBs implementiert. Der Stichtag ist jeweils mit dem 01.10.2022 bzw. 01.10.2023 berücksichtigt.
- **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 DE 41 % für t+1 und 51 % für t+2.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. **Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen**
4. Eingangparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. **Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation**
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

---

### *Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK < 10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

---

*Kostenkomponenten*

---

# Allgemeines

## Marktsimulation - Eckpunkte

- **Zeithorizonte und Grenzsituationen:**

- t+1 (2022/23) und t+2 (2023/24):

- GS Winter („Starkwind/Starklast“) – mit NTC und FMBC
    - 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

# Allgemeines

## Marktsimulation - Eckpunkte

- **Szenario-Definition:**

- Blockscharfe Modellierung des mit DE elektrisch verbundenen europäischen Kraftwerksparks mit Ausnahme SE, NO und DKE

- **Datengrundlage:**

- BNetzA Zu- und Rückbauliste vom 03.08.2021
  - Erkenntnisse zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft
  - Regelungen und Fristen des KVBG zu Kohleverstromung
  - 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.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

**Konventioneller Kraftwerkspark DE**

KWK < 10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - In- und Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkspark

- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen**<sup>1</sup> bzw. konkreter Stilllegungsabsichten
  - Die Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerke erfolgt gemäß eines bundesweiten Stichtages: Liegt das Datum der Stilllegungsanzeige vor dem Stichtag wird das Kraftwerk nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird.
    - Bei der Betrachtung des Jahres 20XX/20YY ist der Stichtag der 31.12.XX.
    - Außerbetriebnahme-Zeitpunkte der Kernkraftwerke basieren auf den gesetzlichen Fristen nach **Atomgesetz**<sup>2</sup> womit in der BA22 kein Kernkraftwerk mehr enthalten ist.
- Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark wird **kein pauschales Lebensdauerende** von im Markt befindlichen Kraftwerken angesetzt.

1) Bei Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken werden nur endgültige Stilllegungsanzeigen berücksichtigt

2) Atomgesetz: §7 Abs. 1a

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - In- und Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkspark

- Die Grundlage für die Abbildung des Kohleausstiegs in der vorliegenden Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 und 2023/2024 bildet das Kohleausstiegsgesetz vom 03.07.2020 sowie die Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungen der BNetzA.
- Zu den folgenden Zeitpunkten tritt das Kohlevermarktungsverbot für die im Rahmen der Ausschreibungen bezuschlagten Steinkohle-Kraftwerke<sup>1</sup> ein und es wird angenommen, dass das Ausschreibungsvolumen der vierten Ausschreibung komplett bezuschlagt wird.

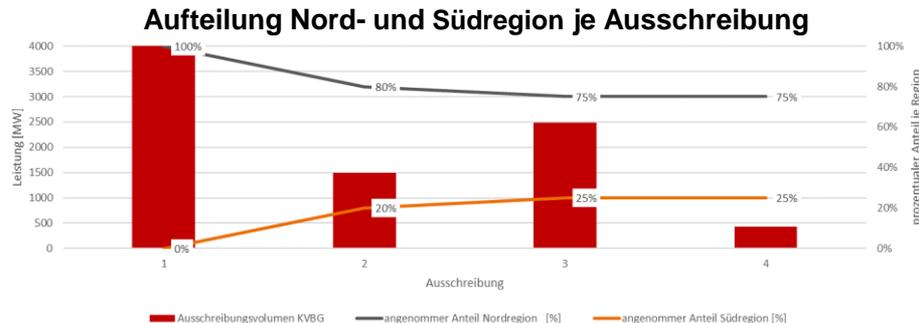
	Gebotstermin	Zuschlagserteilung	Frist für Erfüllung des Kohleverstromungsverbots § 46	Ausschreibungsvolumen in GW
Ausschreibung 1	01.09.2020	01.12.2020	08.07.2021	4,0 (4,8 bezuschlagt)
Ausschreibung 2	04.01.2021	05.04.2021	05.12.2021	1,5
Ausschreibung 3	30.04.2021	30.07.2021	31.10.2022	2,481 (2,132 bezuschlagt)
Ausschreibung 4	01.10.2021	01.01.2022	01.07.2023	0,433 (0,533 bezuschlagt)

1) zusätzlich werden nach § 4 Nr. 2 KVBG Braunkohle-Kleinanlagen berücksichtigt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

- Da für den pro-rata-Ansatz in der vorgelagerten NTC noch unbekannt war, welche konkreten Steinkohlekraftwerke<sup>1</sup> an der 4. Ausschreibung teilnehmen, wurden für den möglichen bezuschlagten Steinkohlekraftwerkspark folgende Annahmen getroffen:
  - Inbetriebnahme vor 2000
  - Steinkohlekraftwerke aus der Südregion können an Ausschreibungen teilnehmen, werden allerdings mit einem Netzfaktor belegt und durch die angenommenen Gewichtungsfaktoren abgebildet. Damit fließen die gesetzlichen Netzfaktoren in die Abbildung des methodischen Ansatzes ein.



1) zusätzlich werden nach § 4 Nr. 2 KVVG Braunkohle-Kleinanlagen berücksichtigt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

Modellierung teilnahmeberechtigter Kraftwerke in der BA22:

- t+1 NTC und FBMC Berechnungen:
  - Zuschläge in der 3. Kohleausstiegsauktion, für die ein Kohleverstromungsverbot am 31.10.2022 besteht, werden für den gesamten Zeitraum der t+1 Rechnung nicht als Marktkraftwerke berücksichtigt.
- t+2 NTC Berechnungen:
  - Das Volumen der 4. Kohleausstiegsauktion (433 MW) wird pro-rata auf die Kraftwerks-Teilnehmerliste aufgeteilt. Diese um x % reduzierte installierte Leistung<sup>1</sup> wird in der Marktsimulation verwendet.
  - Zur Kraftwerks-Teilnehmerliste zählen Kraftwerke, die berechtigt sind Steinkohle bzw. Braunkohle (Kleinanlagen < 150 MW) zu verfeuern und annahmegemäß vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden.

$$x = \text{Ausschreibungsvolumen (433 MW)} / \text{inst. Leistung der Teilnehmerliste}$$

- t+2 FBMC Berechnungen
  - Zuschläge der 4. Kohleausstiegsauktion, für die ein Kohleverstromungsverbot am 01.07.2023 besteht, werden für den gesamten Zeitraum der t+2 FBMC-Rechnung nicht als Marktkraftwerke berücksichtigt. In den t+2 FBMC Berechnungen wird kein pro-rata Ansatz verwendet.

1) Die prozentuale Reduktion der Nettonennleistung wird auch auf die Wärmeauskopplung und die Mindestleistung angewandt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+1

### HINWEIS:

KWK-Anlagen < 10 MW werden separat ausgewiesen und sind hier nicht enthalten  
 NetzRes: Derzeit (2021) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Netzreserve-KW  
 KapRes: Derzeit (2021) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Kapazitätsreserve  
 Biogas: Betrifft nur explizit modellierte Kraftwerke mit biogenem Hauptbrennstoff

Nettonennleistung t+1 (2022/23) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Abfall	Wasser	Biogas	Sonstige	Summe Markt	Netzreserve	Kapazitätsreserve
Baden-Württemberg	0	0	4.119	773	0	276	111	1.830	0	10	7.119	2.008	0
Bayern	0	0	805	4.305	0	198	214	553	0	6	6.080	1.240	0
Berlin	0	0	653	1.291	0	35	36	0	0	0	2.015	0	0
Brandenburg	0	3.360	0	717	101	334	118	0	0	24	4.653	0	270
Bremen	0	0	119	563	160	86	91	0	0	0	1.019	350	0
Hamburg	0	0	194	150	0	0	24	0	0	0	368	0	0
Hessen	0	34	687	1.146	0	25	112	643	0	28	2.675	675	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	319	0	0	17	0	0	0	850	0	0
Niedersachsen	0	0	1.086	3.512	359	75	73	220	0	0	5.325	0	106
Nordrhein-Westfalen	0	6.314	3.335	8.008	1.337	338	468	318	0	196	20.314	1.287	680
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1.922	0	0	105	0	0	98	2.125	255	0
Saarland	0	0	50	214	85	0	28	0	0	42	419	1.772	0
Sachsen	0	4.325	0	880	0	17	16	1.045	0	0	6.282	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.037	0	942	0	213	183	80	0	0	2.454	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	357	318	0	276	33	119	0	45	1.148	0	0
Thüringen	0	0	0	493	0	0	12	1.509	0	0	2.015	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	1.291	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.868	0	0	2.868	0	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>15.070</b>	<b>11.919</b>	<b>25.553</b>	<b>2.042</b>	<b>1.871</b>	<b>1.641</b>	<b>10.476</b>	<b>0</b>	<b>448</b>	<b>69.020</b>	<b>7.587</b>	<b>1.056</b>
Nord	0	15.070	6.259	17.550	1.957	1.398	1.098	3.934	0	292	47.558	1.637	1.056
Süd	0	0	5.660	8.003	85	473	543	6.542	0	156	21.462	5.950	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>15.070</b>	<b>11.919</b>	<b>25.553</b>	<b>2.042</b>	<b>1.871</b>	<b>1.641</b>	<b>10.476</b>	<b>0</b>	<b>448</b>	<b>69.020</b>	<b>7.587</b>	<b>1.056</b>

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 – Installierte konventionelle Leistungen t+2

### HINWEIS:

KWK-Anlagen < 10 MW werden separat ausgewiesen und sind hier nicht enthalten  
 NetzRes: Derzeit (2021) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Netzreserve-KW  
 KapRes: Derzeit (2021) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Kapazitätsreserve  
 Biogas: Betrifft nur explizit modellierte Kraftwerke mit biogenem Hauptbrennstoff

Nettonennleistung t+2 (2023/24) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Abfall	Wasser	Biogas	Sonstige	Summe Markt	Netzreserve	Kapazitätsreserve
Baden-Württemberg	0	0	4.119	773	0	276	111	1.846	0	10	7.135	1.535	0
Bayern	0	0	805	4.305	0	198	213	713	0	6	6.240	825	0
Berlin	0	0	653	1.291	0	35	36	0	0	0	2.015	0	0
Brandenburg	0	3.360	0	717	101	334	118	0	0	24	4.654	0	270
Bremen	0	0	119	563	160	86	91	0	0	0	1.019	350	0
Hamburg	0	0	194	150	0	0	24	0	0	0	368	0	0
Hessen	0	34	177	1.147	0	25	112	643	0	28	2.166	1.185	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	319	0	0	17	0	0	0	850	0	0
Niedersachsen	0	0	1.086	3.512	359	75	73	220	0	0	5.325	0	106
Nordrhein-Westfalen	0	6.300	3.335	8.022	1.337	338	468	318	0	196	20.314	1.287	680
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1.922	0	0	105	0	0	98	2.125	255	0
Saarland	0	0	50	214	85	0	28	0	0	42	419	1.772	0
Sachsen	0	4.325	0	880	0	17	16	1.045	0	0	6.283	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.037	0	942	0	213	183	80	0	0	2.455	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	357	416	0	276	33	119	0	45	1.246	0	0
Thüringen	0	0	0	493	0	0	12	1.509	0	0	2.014	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	1.291	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.868	0	0	2.868	0	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>15.055</b>	<b>11.409</b>	<b>25.665</b>	<b>2.042</b>	<b>1.873</b>	<b>1.640</b>	<b>10.652</b>	<b>0</b>	<b>448</b>	<b>68.785</b>	<b>7.209</b>	<b>1.056</b>
Nord	0	15.055	6.259	17.662	1.957	1.398	1.098	3.934	0	292	47.655	1.637	1.056
Süd	0	0	5.150	8.003	85	475	542	6.718	0	156	21.129	5.572	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>15.055</b>	<b>11.409</b>	<b>25.665</b>	<b>2.042</b>	<b>1.873</b>	<b>1.640</b>	<b>10.652</b>	<b>0</b>	<b>448</b>	<b>68.785</b>	<b>7.209</b>	<b>1.056</b>

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.

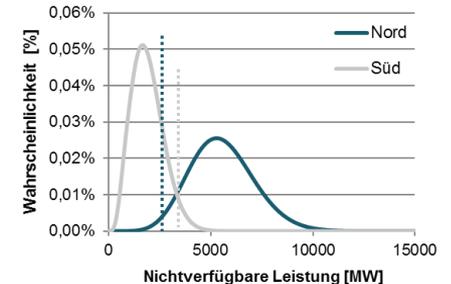
# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation

- Datengrundlage: VGB-Statistik (2007-2016)<sup>1</sup> 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 (5%-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)
<b>Kernenergie</b>	7,1%	3,0%	6,7%
<b>Braunkohle</b>	8,4%	3,8%	7,6%
<b>Steinkohle</b>	10,1%	4,5%	8,2%
<b>Erdgas</b>	5,8%	3,9%	5,3%
<b>Mineralölprodukte</b>	5,8%	6,4%	5,3%
<b>Abfall</b>	10,1%	4,5%	8,2%
<b>Sonstige</b>	5,8%	3,9%	5,3%
<b>Pumpspeicher</b>	1,4%	8,0%	1,4%
<b>Speicherwasser</b>	1,4%	8,0%	1,4%

\* basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März

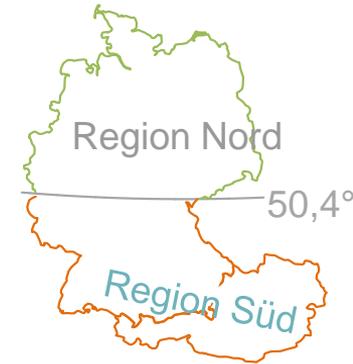


1) Quelle: VGB Availability of Power Plants 2007 - 2016, Edition 2017; Link: <https://www.vgb.org/shop/tw103ve-ebook.html>

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation

		2022/23 (t+1)	2023/24 (t+2)
<b>Nord</b> (5%-Quantil)	Installierte Leistung	47,6 GW	47,4 GW
	Nichtverfügbare Leistung	3,3 GW	3,2 GW
<b>Süd</b> (95%-Quantil)	Installierte Leistung	21,5 GW	21,5 GW
	Nichtverfügbare Leistung	3,7 GW	3,7 GW
<b>AT</b> (95%-Quantil)	Installierte Leistung	10,2 GW	10,3 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,8 GW	1,8 GW



	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
<b>Nord (t+1)</b>	0%	27%	20%	41%	4%	8%
<b>Süd (t+1)</b>	0%	0%	46%	30%	2%	22%
<b>AT (t+1)</b>	0%	0%	0%	55%	2%	43%
<b>Nord (t+2)</b>	0%	27%	20%	42%	4%	8%
<b>Süd (t+2)</b>	0%	0%	45%	30%	2%	23%
<b>AT (t+2)</b>	0%	0%	0%	55%	2%	43%

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation Nord

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung t+1 [MW]	Mindest- leistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+1 [MW]	Nettonenn- leistung t+2 [MW]	Mindest- leistung t+2 [MW]	Status t+2	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+2 [MW]
Nord	7835c	Emsland	DT	Erdgas	GuD_DT	327	90	In Betrieb	327	0	327	90	In Betrieb	327	0
Nord	7834b	Knapsack Gas I	GT 12	Erdgas	GuD_GT	260	68	In Betrieb	260	0	260	68	In Betrieb	260	0
Nord	8338	Kirchmoeser	NV	Erdgas	GuD	160	110	In Betrieb	160	0	160	110	In Betrieb	160	0
Nord	2205	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	GuD	74	22	In Betrieb	74	0	74	22	In Betrieb	74	0
Nord	7307a	Niehl 3	Niehl 31	Erdgas	GuD	460	135	In Betrieb	460	0	460	135	In Betrieb	274	186
Nord	7235	Cuno Heizkraftwerk	H6	Erdgas	GuD	417	200	In Betrieb	72	345	417	200	In Betrieb	217	200
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.698 MW</b>			<b>1.353 MW</b>		<b>1.698 MW</b>			<b>1.312 MW</b>	
Nord	8646	Boxberg	R	Braunkohle	DT	640	305	In Betrieb	640	0	640	305	In Betrieb	305	335
Nord	7622	Weisweiler	H	Braunkohle	DT	656	245	In Betrieb	251	405	656	245	In Betrieb	409	247
Nord	7410	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	DT	1060	480	In Betrieb	0	1060	1060	480	In Betrieb	150	910
				<b>Summe Braunkohle</b>		<b>2.356 MW</b>			<b>891 MW</b>		<b>2.356 MW</b>			<b>864 MW</b>	
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	In Betrieb	26	60	86	16	In Betrieb	22	64
Nord	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	DT	106	32	In Betrieb	106	0	106	32	In Betrieb	106	0
				<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>192 MW</b>			<b>132 MW</b>		<b>192 MW</b>			<b>128 MW</b>	
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	NV	240	28	In Betrieb	80	160	240	28	In Betrieb	80	160
Nord	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	NV	174	40	In Betrieb	19	155	174	40	In Betrieb	11	163
Nord	7299	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	NV	165	0	In Betrieb	165	0	165	0	In Betrieb	165	0
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>579 MW</b>			<b>264 MW</b>		<b>579 MW</b>			<b>256 MW</b>	
Nord	8421	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	DT	282	160	In Betrieb	122	160	282	149	In Betrieb	101	161
Nord	7101	Datteln	4	Steinkohle	DT	1055	250	In Betrieb	538	517	1055	250	In Betrieb	539	516
				<b>Summe Steinkohle</b>		<b>1.337 MW</b>			<b>660 MW</b>		<b>1.317 MW</b>			<b>640 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>6.162 MW</b>			<b>3.300 MW</b>		<b>6.142 MW</b>			<b>3.200 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation Süd

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung t+1 [MW]	Mindest- leistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+1 [MW]	Nettonenn- leistung t+2 [MW]	Mindest- leistung t+2 [MW]	Status t+2	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+2 [MW]
Süd	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_GT	284	100	In Betrieb	284	0	284	100	In Betrieb	284	0
Süd	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_DT	150	100	In Betrieb	150	0	150	100	In Betrieb	150	0
Süd	2026a	Franken 1	2 DT	Erdgas	GuD_DT	387	114	In Betrieb	387	0	387	114	In Betrieb	387	0
Süd	2026b	Franken 1	2 GT	Erdgas	GuD_GT	53	16	In Betrieb	53	0	53	16	In Betrieb	53	0
Süd	4042	Heizkraftwerk Altb.	ALT GT C	Erdgas	GT	81	55	In Betrieb	81	0	81	55	In Betrieb	81	0
Süd	4002	Heizkraftwerk Altb.	ALT GT E	Erdgas	GT	65	40	In Betrieb	65	0	65	40	In Betrieb	65	0
Süd	2032	Ulr. Hartm. (Irsching)	4	Erdgas	GuD	561	370	In Betrieb	90	471	561	370	In Betrieb	90	471
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.581 MW</b>			<b>1.110 MW</b>		<b>1.581 MW</b>			<b>1.110 MW</b>	
Süd	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	GT	136	70	In Betrieb	40	96	136	70	In Betrieb	40	96
Süd	2119	Zolling	GT1 & GT2	Mineraloelprodukte	GT	50	3	In Betrieb	34	16	50	3	In Betrieb	34	16
				<b>Summe Mineraloelprodukte</b>		<b>186 MW</b>			<b>74 MW</b>		<b>186 MW</b>			<b>74 MW</b>	
Süd	4024	Wehr	Wehr Hotzen	Pumpspeicher	NV	227	0	In Betrieb	227	0	227	0	In Betrieb	227	0
Süd	4017	Saeckingen	Saeckingen 2	Pumpspeicher	NV	90	0	In Betrieb	90	0	90	0	In Betrieb	90	0
Süd	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher	NV	145	0	In Betrieb	54	91	145	0	In Betrieb	91	54
Süd	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher	NV	295	110	In Betrieb	295	0	295	110	In Betrieb	295	0
Süd	LUPSVia12	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	NV	100	10	In Betrieb	100	0	100	10	In Betrieb	100	0
Süd	ATPSLun01	Luenerseewerk	LUW M1	Pumpspeicher	NV	48	0	In Betrieb	48	0	48	0	In Betrieb	48	0
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>904 MW</b>			<b>814 MW</b>		<b>904 MW</b>			<b>851 MW</b>	
Süd	4015	Rhein.-Dampfkraftw	RDK 8	Steinkohle	DT	834	292	In Betrieb	834	0	834	292	In Betrieb	834	0
Süd	4030	GKM	Block 9	Steinkohle	DT	843	210	In Betrieb	199	644	843	210	In Betrieb	185	658
Süd	4041	Heizkraftwerk Altb.	ALT HKW 2	Steinkohle	DT	336	90	In Betrieb	336	0	324	87	In Betrieb	324	0
Süd	2258	Nord 2	2	Steinkohle	DT	333	70	In Betrieb	333	0	321	68	In Betrieb	321	0
				<b>Summe Steinkohle</b>		<b>2.346 MW</b>			<b>1.702 MW</b>		<b>2.323 MW</b>			<b>1.665 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>5.017 MW</b>			<b>3.699 MW</b>		<b>4.994 MW</b>			<b>3.699 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten (KWNB) Grenzsituation AT

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen-typ	Nettonennleistung t+1 [MW]	Mindestleistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschränkung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung in t+1 [MW]	Nettonennleistung t+2 [MW]	Mindestleistung t+2 [MW]	Status t+2	Annahme Einschränkung der Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung in t+2 [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	400	180	In Betrieb	158	242	400	180	In Betrieb	158	242
AT	ATGSMel02	GUD Mellach	2	Erdgas	GUD	416	180	In Betrieb	416	0	416	180	In Betrieb	416	0
AT	ATGSMel01	GUD Mellach	1	Erdgas	GUD	416	180	In Betrieb	416	0	416	180	In Betrieb	416	0
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.232 MW</b>			<b>990 MW</b>		<b>1.232 MW</b>			<b>990 MW</b>	
AT	ATOLDummy	1	0	Mineraloelprodukte	DT	100	0	In Betrieb	36	64	100	0	In Betrieb	36	64
				<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>100 MW</b>			<b>36 MW</b>		<b>100 MW</b>			<b>36 MW</b>	
AT	ATPSHau01	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	180	0	180	0	In Betrieb	180	0
AT	ATPSHau02	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	114	66	180	0	In Betrieb	114	66
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0	240	0	In Betrieb	240	0
AT	ATPSLim22	LIMBERG-II NO 2	22	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0	240	0	In Betrieb	240	0
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>840 MW</b>			<b>774 MW</b>		<b>840 MW</b>			<b>774 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>2.172 MW</b>			<b>1.800 MW</b>		<b>2.172 MW</b>			<b>1.800 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

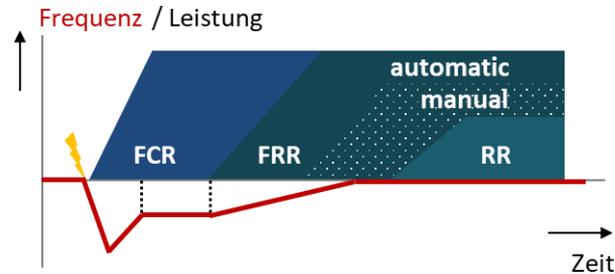
- Regelleistungsvorhaltung für DE entsprechend den Annahmen in der BA2021: +/- 4200 MW
- Regelleistungsvorhaltung für AT entsprechend den Annahmen in der BA2021: +/- 480 MW
- Im Ausland (außer AT) erfolgt keine Regelleistungsmodellierung

# 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)



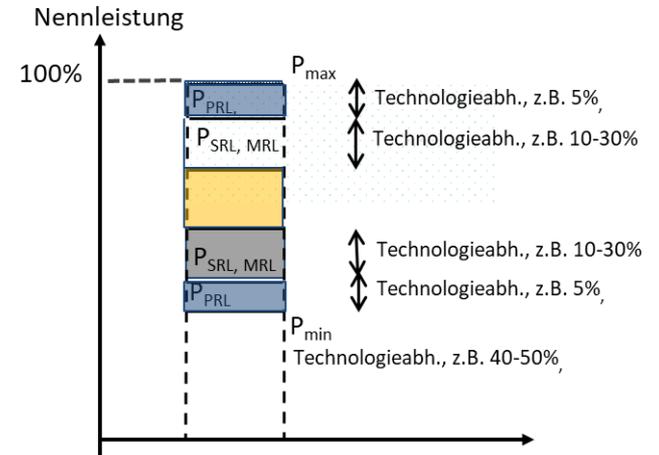
- Vereinfachte Abbildung durch Kategorisierung der Regelleistungsqualitäten je Marktgebiet
    - Primärregelleistung (PRL) → wird nachgelagert im Netzmodell modelliert
    - Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL)
    - Differenzierung der Kategorien zwischen positiver/negativer Regelleistung
- 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 ( $P_{RLneg}/P_{RLpos}$ ) abhängig von Betriebszustand, Arbeitspunkt und Technologie des Kraftwerks

### Begrenzung der Regelleistung



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

**KWK <10MW**

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

# Dezentrale KWK < 10 MW

Marktsimulation - Installierte Leistung Deutschland

- Anlagenregister BAFA und Kraftwerksliste BNetzA als Datengrundlage für KWK<10MW
- Auswertung des historisch beobachteten Zubaus\*:

Anlagenkategorie	Mittlerer Zubau/Jahr 2009-2018* [MW]
KWK-Anlagen < 1 MW	~ 160
KWK-Anlagen zwischen 1 MW und 10 MW	~ 180
<b>Summe</b>	<b>~ 340</b>

## Randbedingungen aus KWKG 2016 und 2017:

- Es wird nur zu geringfügigen Änderungen des jährlichen Zubaus von Anlagen < 1 MW kommen (Förderung nach KWKG 2016)
- Der Zubau an Anlagen zwischen 1 und 10 MW wird in Folge der Ausschreibungsmengen gem. KWKG 2017 leicht sinken
  - Annahme eines linearen jährlichen **Nettozubaus an Neuanlagen von 300 MW bis 2025**

Installiert** [GW]	Datenbasis (31.12.2018)	2020 ***	2021	t+1	t+2
KWK<10MW	4,9	5,2	5,5	<b>5,8</b>	<b>6,1</b>

## Zweistufige Regionalisierung:

- Regionalisierung Bestand gem. BNetzA-Liste und BAFA
- Modellierung Zubau für kleine Erdgas-KWK anhand Standorten der Bestandsanlagen

\* Quelle: Auswertung Anlagenstammdaten BAFA vom 19.09.2019

\*\* nur konventionelle Energieträger (ohne erneuerbare)

\*\*\* Annahme eines Zubaus von 300MW bis 2020 (Datenstand BNetzA: 2018)

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK < 10MW

**Erneuerbare Energien (EE) in DE**

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

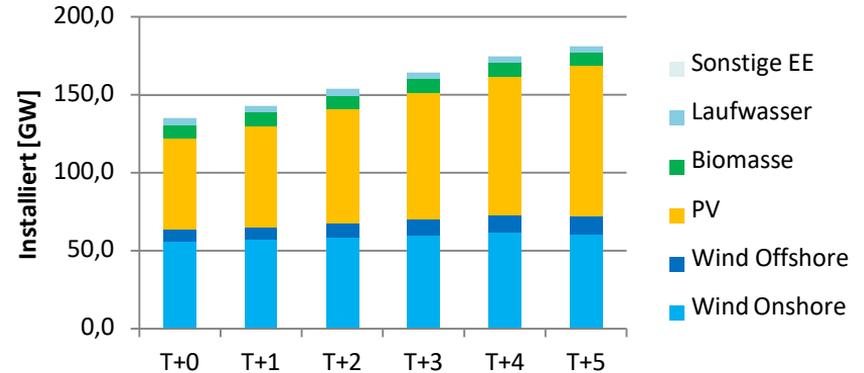
# Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation - Datengrundlage und Regionalisierung

- Wind Onshore, PV, Biomasse
- Jeweils „Trendszenario“
- Sonstige EE: Fortschreibung Bestand
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB

## Regionalisierung:

- Die installierten Leistungen auf Bundeslandebene werden grundsätzlich nach bekannter Methodik kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet.
- Dabei erfolgte ein Dienstleister-Wechsel vom FfE zum Fraunhofer IEE.



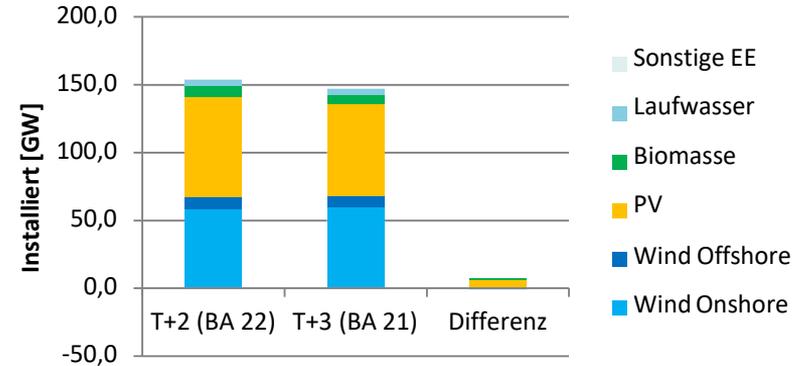
[GW]	T+0	T+1	T+2
Wind Onshore	55,6	56,9	58,4
Wind Offshore	8,2	8,2	9,0
PV	58,7	65,0	73,3
Biomasse	8,4	8,6	8,9
Laufwasser	3,9	3,9	3,9
Sonstige EE	0,4	0,4	0,4
<b>Summe</b>	<b>135,2</b>	<b>143,0</b>	<b>153,9</b>

# Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Vergleich mit BA 2021

[GW]	T+3 (BA 21)	T+2 (BA 22)	Differenz
Wind Onshore	59,5	58,4	-1,1
Wind Offshore	8,8	9,0	0,2
PV	67,0	73,3	6,3
Biomasse	7,6	8,9	1,3
Laufwasser	3,9	3,9	0
Sonstige EE	0,6	0,4	-0,2
<b>Summe</b>	<b>147,5</b>	<b>153,9</b>	<b>6,4</b>

- Höhere Leistung aus Photovoltaik (+6,3 GW)
- Etwas geringere Leistung Wind Onshore (-1,1 GW)
- Wind Offshore auf vergleichbarem Niveau
- Bei Wind Onshore liegt das obere Szenario mehr im Bereich der BA 2021, bei Photovoltaik das untere Szenario (siehe auch nachfolgende Auswertungen)



# Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Auswertung auf Bundeslandebene

	Installiert [GW]	Wind Onshore					Wind Offshore					PV					Biomasse					Wasser*					Sonstige EE				
Installiert [GW]	Bundesland	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5
Baden-Württemberg	BW	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	8,6	9,3	10,0	10,6	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bayern	BY	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,6	19,7	21,9	24,0	26,1	1,8	1,9	1,9	1,8	1,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saarland	SL	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rheinland-Pfalz	RP	3,9	4,0	4,1	4,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	3,2	3,5	3,8	4,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	NW	6,7	7,0	7,3	7,7	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	7,2	7,7	8,3	8,8	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hessen	HE	2,3	2,4	2,5	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	TH	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,6	2,9	3,2	3,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	NI	11,6	11,7	11,9	12,1	11,2	4,8	5,1	6,0	6,9	7,5	5,1	5,5	5,9	6,2	6,6	1,8	1,9	1,9	1,9	1,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	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	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	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	0,0
Schleswig-Holstein	SH	7,4	7,8	8,2	8,5	8,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	MV	3,5	3,8	4,1	4,4	4,3	1,3	1,8	1,8	1,8	2,1	3,5	4,3	5,2	5,9	6,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	BB	8,1	8,3	8,3	8,5	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	7,2	8,0	8,8	9,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Berlin	BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	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	0,0
Sachsen	SN	1,2	1,2	1,2	1,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,5	3,8	4,1	4,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	ST	5,2	5,1	5,1	5,2	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	5,0	5,8	6,7	7,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Deutschland</b>		<b>56,9</b>	<b>58,4</b>	<b>60,1</b>	<b>61,9</b>	<b>60,2</b>	<b>8,2</b>	<b>9,0</b>	<b>9,9</b>	<b>10,8</b>	<b>11,7</b>	<b>65,0</b>	<b>73,3</b>	<b>81,4</b>	<b>89,0</b>	<b>96,7</b>	<b>8,6</b>	<b>9,0</b>	<b>9,0</b>	<b>9,0</b>	<b>8,6</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK < 10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

**Offshore Windparks DE**

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

# Erneuerbare Energien (EE) in DE

## Marktsimulation - Übersicht Offshore-Windparks (OWP) in Deutschland

FEP-ID	OWP	Status OWP	Netzanschlussystem	t+1 (2022/2023)	t+2 (2023/2024)
Küstenmeer	Nordergründe	In Betrieb	NOR-0-2	111	111
Küstenmeer	Riffgat	In Betrieb	NOR-0-1	113	113
N-2	alpha ventus	In Betrieb	NOR-2-1	62	62
N-2	Borkum Riffgrund I	In Betrieb	NOR-2-2	312	312
N-2	Borkum Riffgrund II	In Betrieb	NOR-2-3	450	450
N-2	Merkur Offshore	In Betrieb	NOR-2-3	400	400
N-2	Trianel Windpark Borkum I	In Betrieb	NOR-2-2	200	200
N-2	Trianel Windpark Borkum II	In Betrieb	NOR-2-2	200	200
N-3	GodeWind 1	In Betrieb	NOR-3-1	332	332
N-3	GodeWind 2	In Betrieb	NOR-3-1	252	252
N-3	Nordsee One	In Betrieb	NOR-3-1	332	332
N-3	GodeWind 3	In Planung	NOR-3-3	0	242
N-4	Amrumbank West	In Betrieb	NOR-4-2	303	303
N-4	Kaskasi II	In Planung	NOR-4-2	342	342
N-4	Meerwind Süd/Ost	In Betrieb	NOR-4-1	288	288
N-4	Nordsee Ost	In Betrieb	NOR-4-1	288	288
N-5	Butendiek	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-5	Dan Tysk	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-5	Sandbank	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-6	Bard Offshore	In Betrieb	NOR-6-1	400	400
N-6	Deutsche Bucht	In Betrieb	NOR-6-2	252	252
N-6	Veja Mate	In Betrieb	NOR-6-2	400	400
N-8	Albatros	In Betrieb	NOR-6-2	117	117
N-8	GlobalTech I	In Betrieb	NOR-8-1	400	400
N-8	Hohe See	In Betrieb	NOR-8-1	500	500
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 1	In Betrieb	OST-1-2	250	250
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 2	In Betrieb	OST-1-3	135	135
O-1	Wikinger - Teil 1	In Betrieb	OST-1-1	250	250
O-1	Wikinger - Teil 2	In Betrieb	OST-1-3	100	100
O-1	Wikinger Süd	In Planung	OST-1-3	0	10
O-2	Baltic Eagle - Teil 1	In Planung	OST-2-2	0	250
O-2	Baltic Eagle - Teil 2	In Planung	OST-2-3	0	226,25
O-3	Baltic II	In Betrieb	OST-3-2	288	288
O-4	Arcadis Ost 1	In Planung	OST-2-1	247	247
O-3	Baltic I	In Betrieb	OST-3-1	48,3	48,3

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK < 10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

**Verbrauch/Höchstlasten DE**

---

*NTC*

---

*Europa*

---

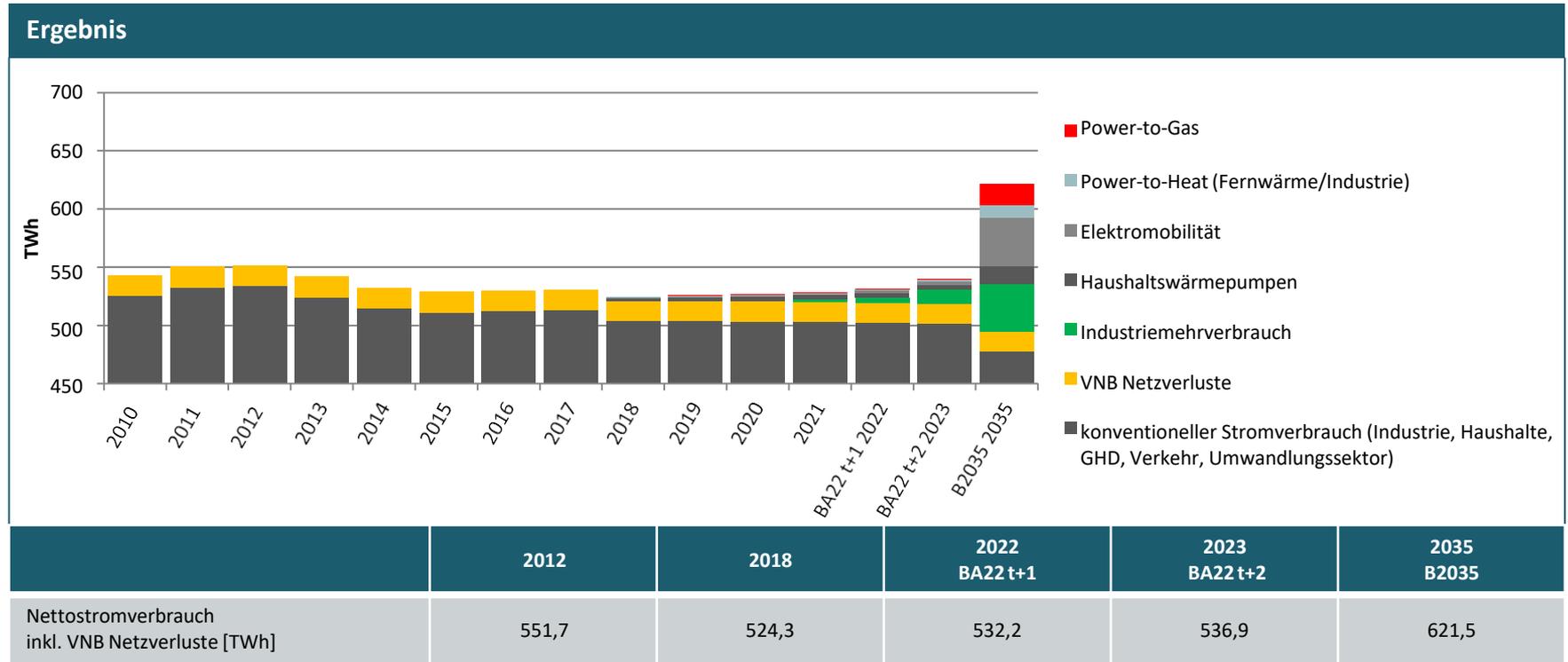
*Kostenkomponenten*

---

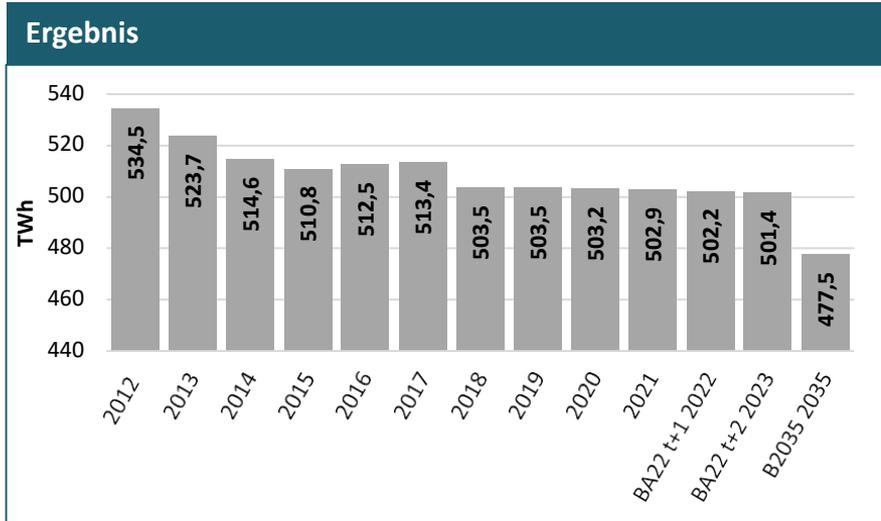
# Herleitung Stromverbrauch - Leitgedanken

1. Herleitung des Stromverbrauchs auf Basis der Entwicklung von:
  - konventionellem Stromverbrauch (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
  - Industriemehrverbrauch (u.a. Industrie, Rechenzentren)
  - Haushaltswärmepumpen
  - Elektromobilität
  - Power to Heat (Großwärmepumpen, Elektrodenheizer)
  - Power to Gas (Wasserstoff, Methan)
  - Effizienzsteigerung
2. Ausgangspunkt für die Entwicklung des Stromverbrauchs ist der Stromverbrauch in DE in 2018 – BNetzA Monitoring Bericht 2019
3. Nutzung der Langfristperspektive (2035) entsprechend NEP2021 B2035 und weiteren spezifischen Annahmen (u.a. VLS, jährliche Fahrleistung, ...)
4. Herleitung einer konsistenten Entwicklung von 2018 bis zur Langfristperspektive 2035
5. Spezifische Annahmen zur Entwicklung der unter 1) genannten Stromverbraucher (s. ff. Folien)
6. Die Dokumentation der Methodik zur regionalen Verteilung des Stromverbrauch und der Herleitung der Lastzeitreihen ist ausführlich beschrieben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

# Herleitung Stromverbrauch - Ergebnisse



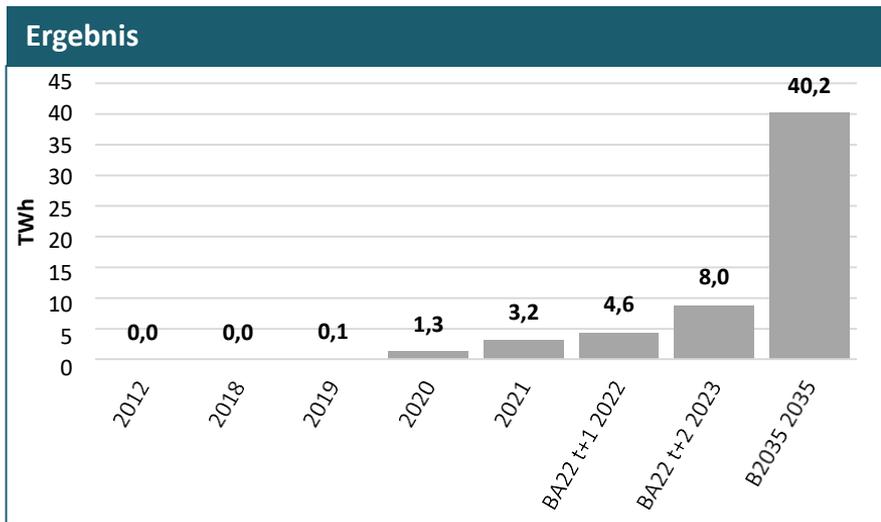
# Herleitung Stromverbrauch – Konventioneller Stromverbrauch



- Leitgedanke/Annahmen**
- Der konventionelle Stromverbrauch umfasst die Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor
  - Historische Werte entsprechend BNetzA Monitoring (2012-2018), Basisjahr 2018 zur Weiterentwicklung
  - Langfristperspektive entsprechend NEP21 B2035
  - Verringerung des Stromverbrauchs in den Zwischenjahren
  - Berücksichtigung von jährlichem Effizienz-Zuwachs

	2012	2018	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Konventioneller Stromverbrauch [TWh]	534,5	503,5	502,2	501,4	477,5

# Herleitung Stromverbrauch – Industriemehrverbrauch

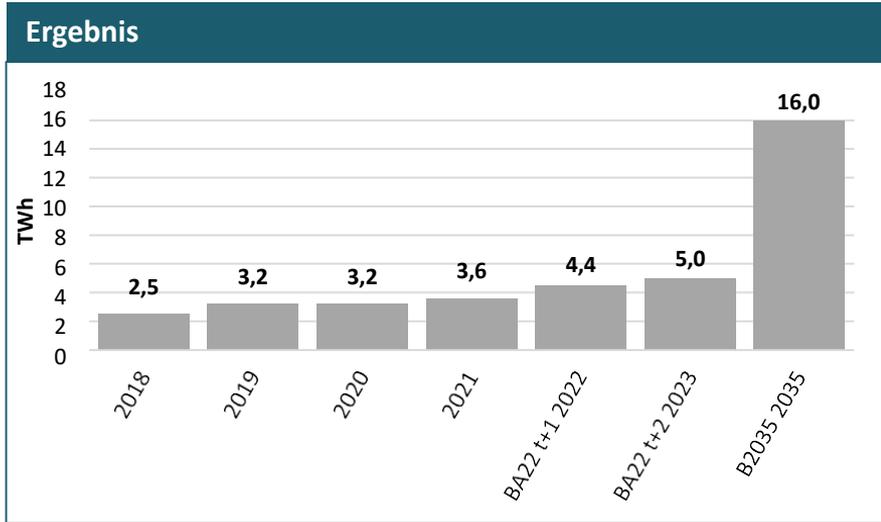


## Leitgedanke/Annahmen

- Berücksichtigung des Industriemehrverbrauchs (Industrie, Rechenzentren, ...) aus internen Abfragen bis zum Stichtag 10. September 2021
- Geplante Inbetriebnahmen innerhalb des Betrachtungszeitraumes
  - t+1: IBN <= 2022
  - t+2: IBN <= 2023
- Status des Projektes hinreichend konkret:
  - Status = „in Betrieb“, „in Bau“ oder „Anschluss zugesagt“
- Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen ~4480h

	2012	2018	2019	2020	2021	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Industriemehrverbrauch [TWh]	0	0	0,1	1,3	3,2	4,6	8,0	40,2

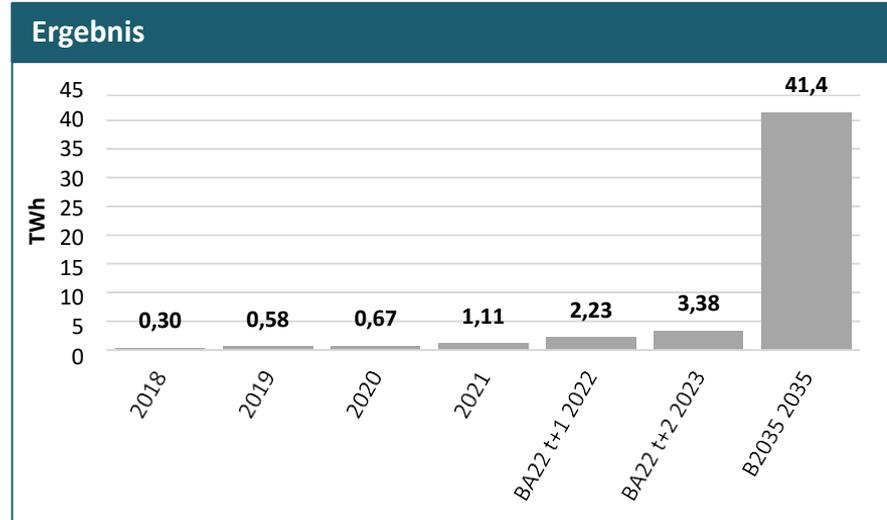
# Herleitung Stromverbrauch – Haushaltswärmepumpen



- Leitgedanke/Annahmen**
- Ausgangsbasis: ~1 Mio. Wärmepumpen (WP) in 2020
  - Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend Branchenstudie 2021 des Bundesverbandes Wärmepumpe<sup>1</sup>
    - 1,25 Mio. WP in t+1 bzw. 1,40 Mio WP in t+2
    - Die Leistung pro WP beträgt 3,36 kW<sub>el</sub>
  - Nach 2023 dynamischer Zubau auf NEP21 B2035
- 1) [https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user\\_upload/BWP\\_Branchenstudie\\_2021\\_WEB.pdf](https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/BWP_Branchenstudie_2021_WEB.pdf)

[TWh]	2018	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Haushaltswärmepumpen [TWh]	2,5	4,4	5,0	16

# Herleitung Stromverbrauch – Elektromobilität

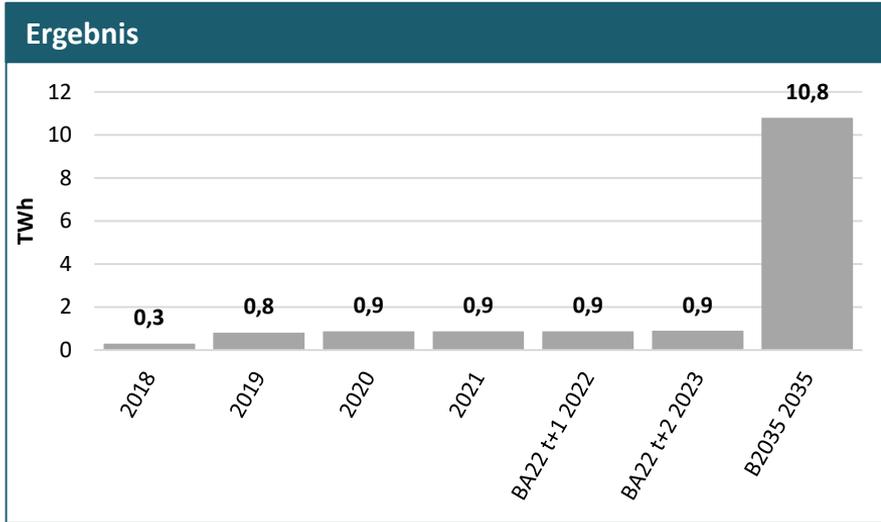


[TWh]	2018	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Elektromobilität [TWh]	0,3	2,2	3,4	41,4

- Leitgedanke/Annahmen**
- Ausgangsbasis: Bestands- und Zulassungszahlen KBA
    - 01.01.2021: 300.000 E-PKW, 01.06.2021: 450.000 E-PKW
  - Kurzfristige Entwicklung bis Ende 2022
    - Ende 2022: 650.000 E-PKW, Ende 2023: 1 Mio. E-PKW
  - Ab 2024 lineare Entwicklung auf Langfristperspektive NEP21, B2035 (entspricht jährlichen Zuwachs ~0,9 Mio.)
  - Spezifische Annahme zu Verbrauch<sup>1</sup> [kWh/100km] und jährliche Fahrleistung<sup>2</sup> [km] gemäß NEP21

E-	PKW	Nutzfahrzeuge	Schwerlast
1)	18	60	120
2)	14.000	22.000	100.000

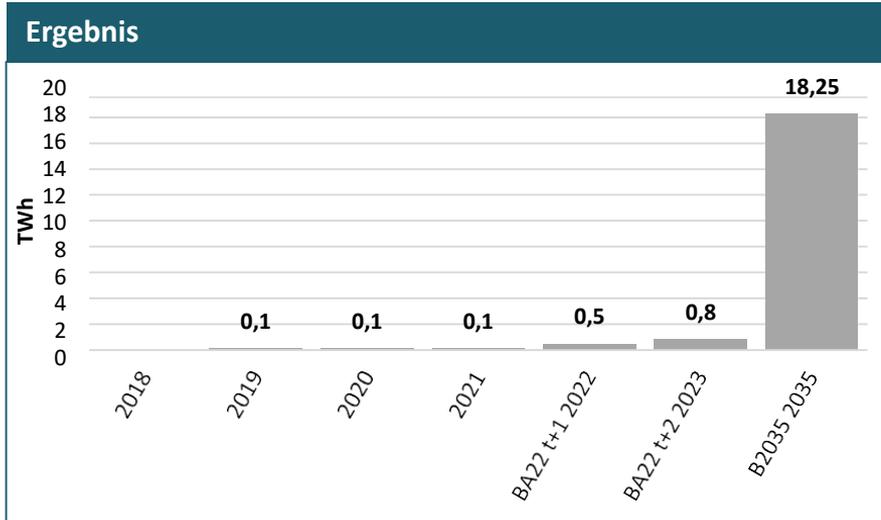
# Herleitung Stromverbrauch – Power to Heat



- Leitgedanke/Annahmen**
- Großwärmepumpen und Elektrodenheizer
  - Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend Bestand und bekannten Planungen von PtH
  - Ab 2024 lineare Entwicklung auf Langfristperspektive NEP21 B2035
  - Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen (Großwärmepumpen ~2200h, Elektrodenheizer ~1000h)

	2012	2018	2021	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Power to Heat [TWh]	0	0,3	0,9	0,9	0,9	10,8

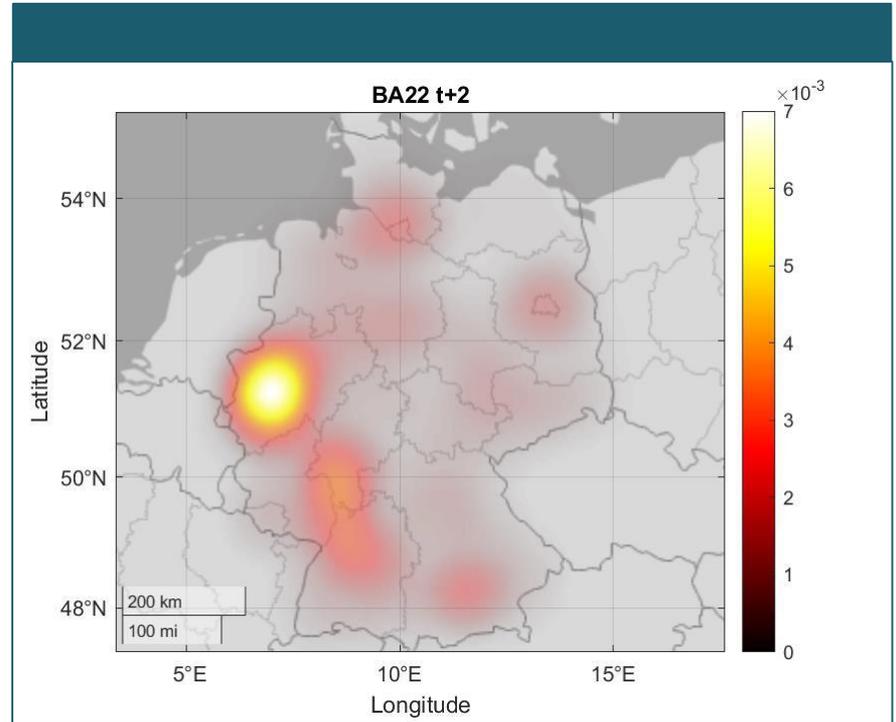
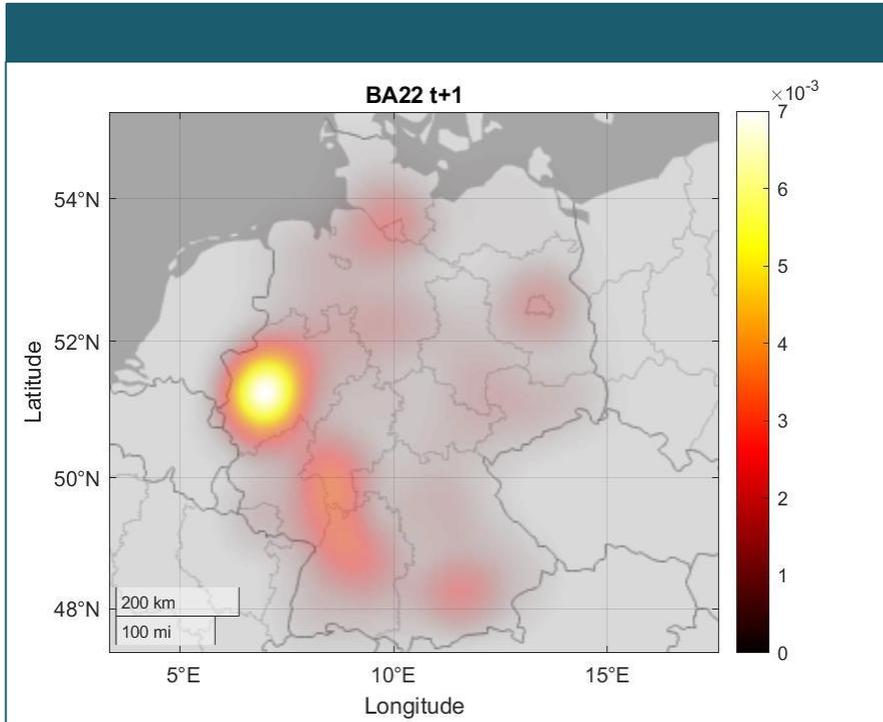
# Herleitung Stromverbrauch – Power to Gas



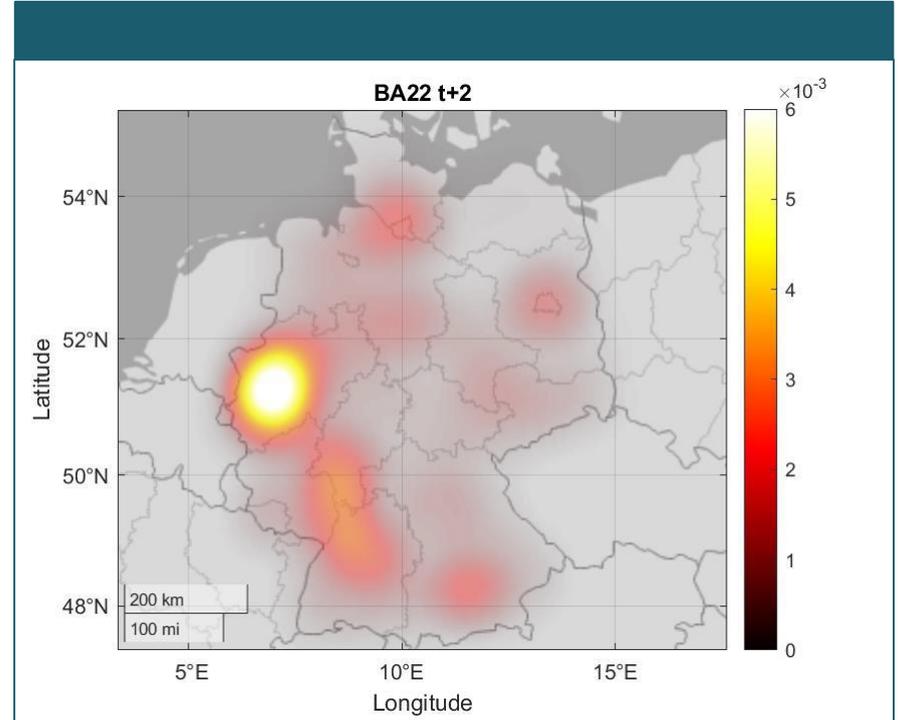
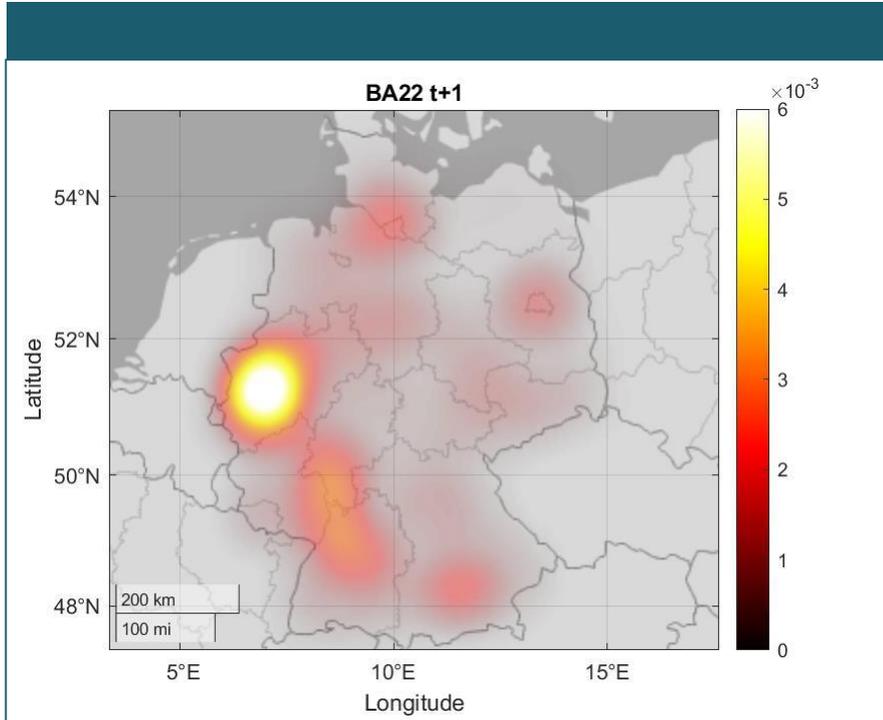
- Leitgedanke/Annahmen**
- Wasserstoff und Methan
  - Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend Bestand und bekannten Planungen aus GasNEP
  - Ab 2024 lineare Entwicklung analog NEP21 B2035
  - Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen (Power-to-Wasserstoff ~3500h, Power-to-Methan ~1500h)
  - 5 GW bis 2030 entsprechend Wasserstoffstrategie

	2012	2018	2021	2022 BA22 t+1	2023 BA22 t+2	2035 B2035
Power to Gas [TWh]	0	0	0,1	0,5	0,8	18,25

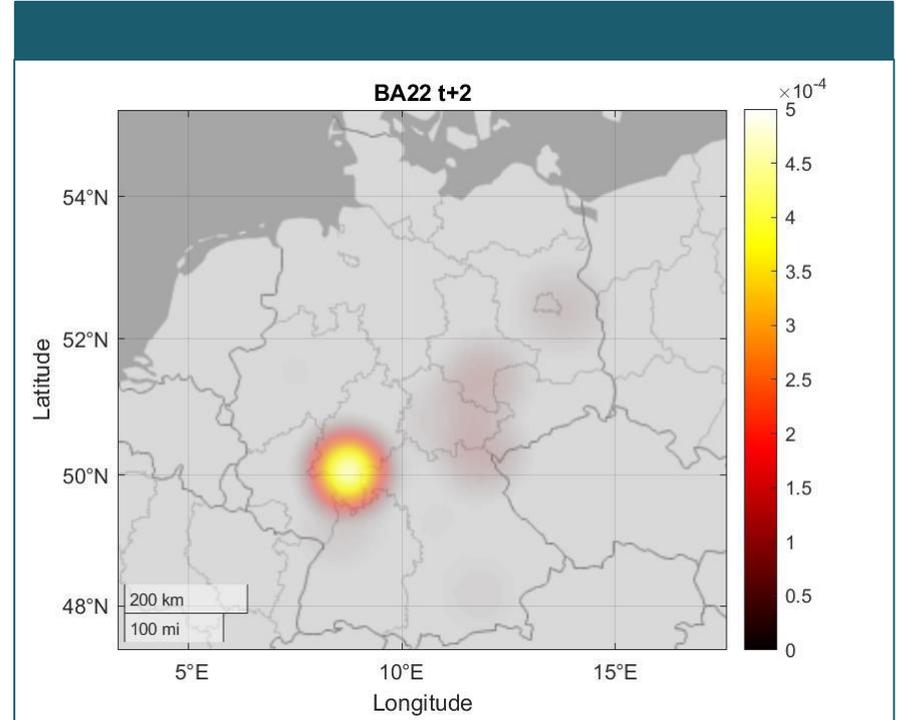
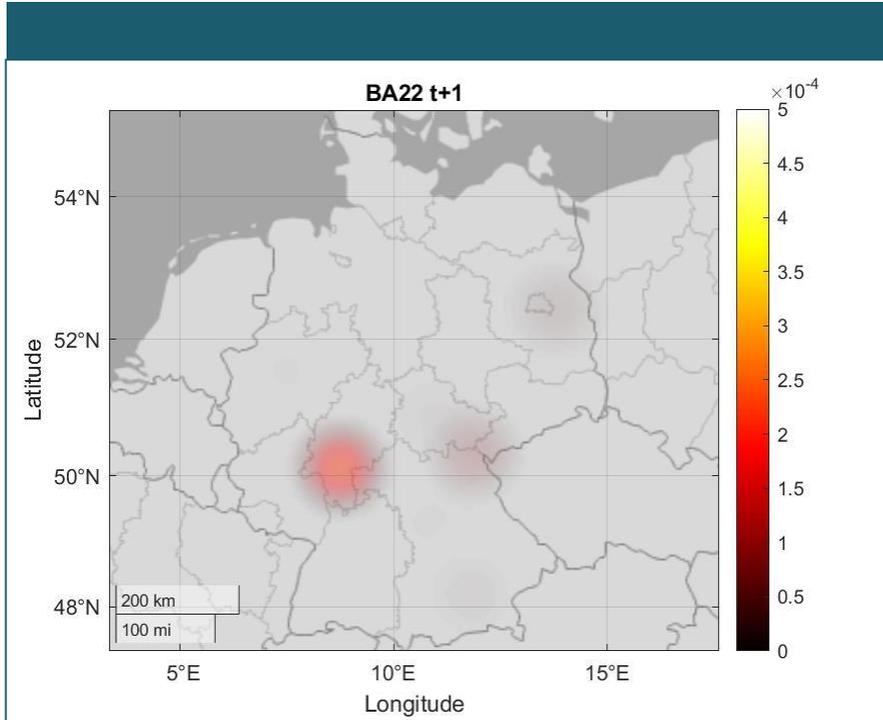
# Heatmap Gesamtstromverbrauch



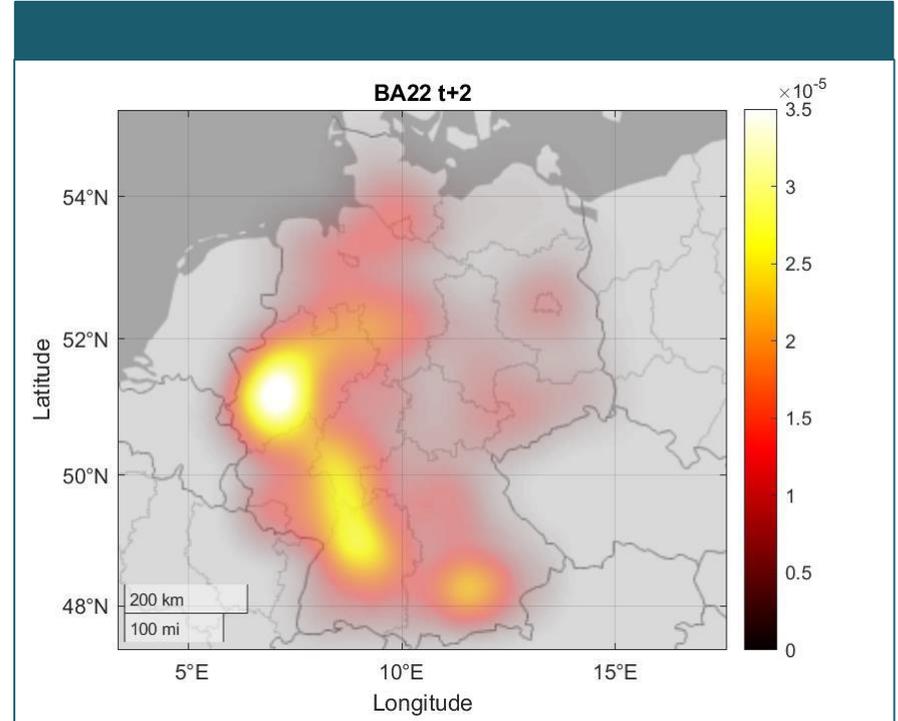
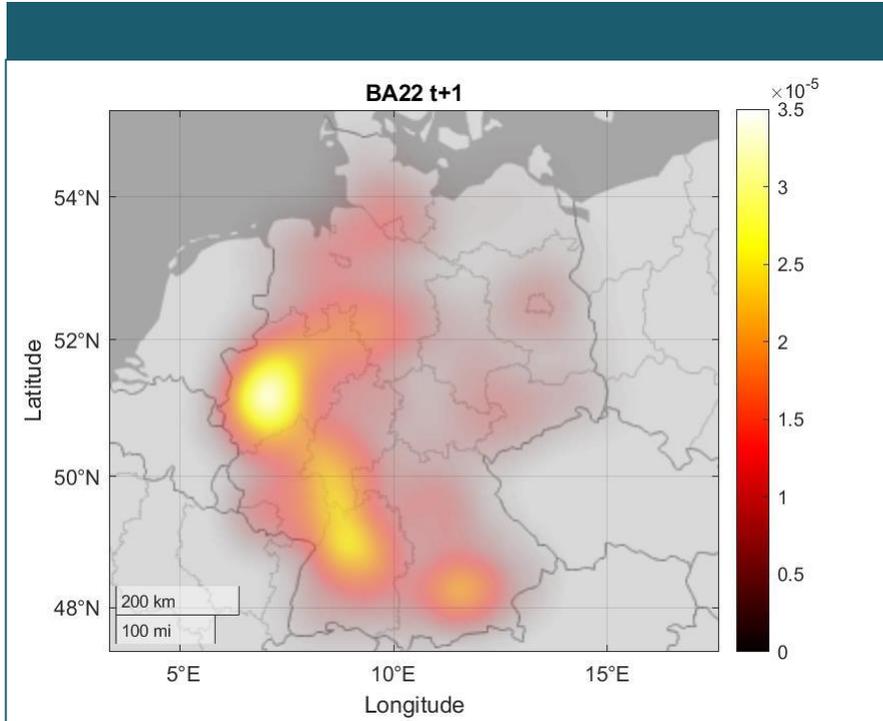
# Heatmap Konventioneller Stromverbrauch



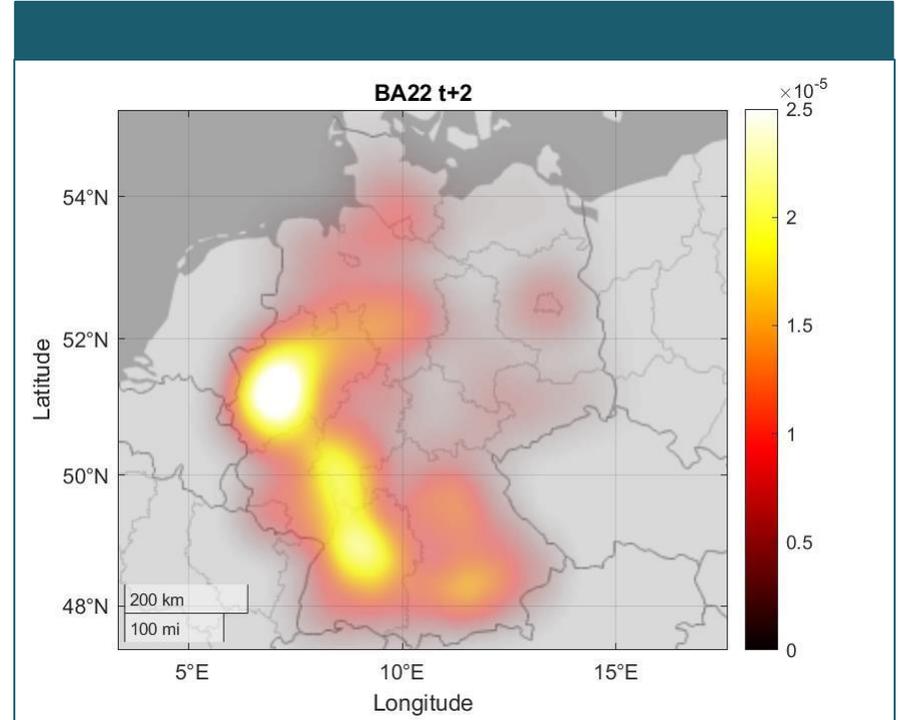
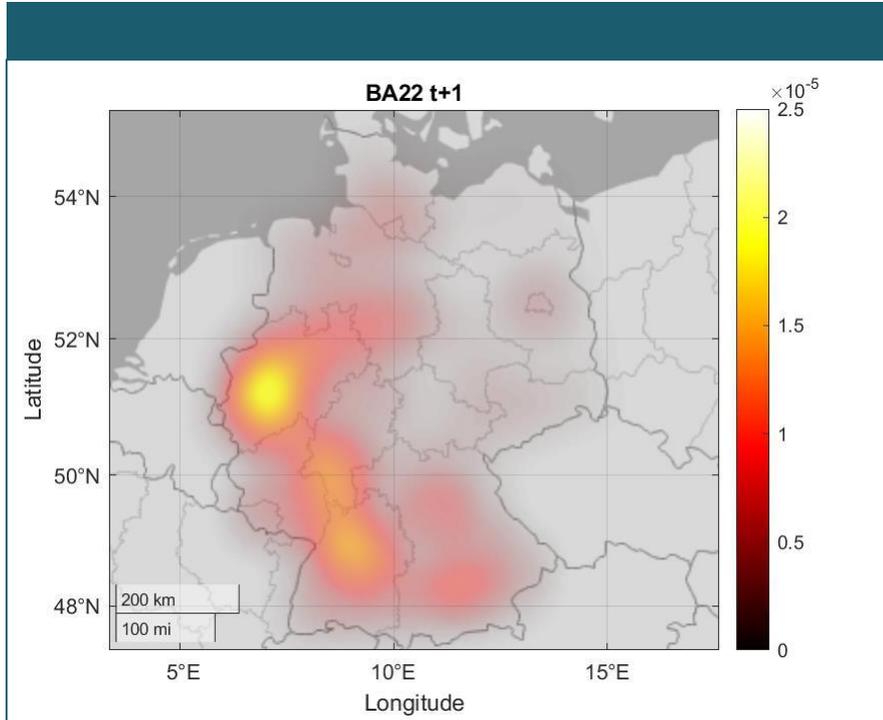
# Heatmap Stromverbrauch Industriemehrverbrauch



# Heatmap Stromverbrauch Wärmepumpen



# Heatmap Stromverbrauch Elektromobilität



# Herleitung Jahreshöchstlast - Leitgedanken

1. Die Jahreshöchstlast ergibt sich aus dem Zusammenspiel der folgenden Lastkomponenten
  - konventionellem Stromverbrauch (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
    - Regionale Zeitreihenprofile basieren auf Stromverbrauchszeitreihen aus der Bilanzkreisabrechnung (MABIS)
  - Netzverluste VNB
    - Regionale Zeitreihenprofile basieren auf Stromverbrauchszeitreihen aus der Bilanzkreisabrechnung (MABIS)
  - Industriemehrverbrauch (u.a. Industrie, Rechenzentren)
    - Industrielastprofile auf Basis von VDEW-Standardlastprofilen
    - Lastprofile der Rechenzentren auf Basis von historischen Daten
  - Haushaltswärmepumpen
    - Ungesteuerte temperaturabhängige Lastprofilmodellierung gemäß NEP21-Methodik
  - Elektromobilität
    - Berücksichtigt Fahrverhalten und ungesteuertes Ladeverhalten gemäß FfE-Studie für NEP21
  - Power to Gas (Wasserstoff, Methan)
    - Residuallast-/Strompreisorientierung bei 3500/1500 VLS
2. Zugrunde liegendes Wetterjahr ist 2012
3. **Die Dokumentation der Methodik zur Herleitung der Lastzeitreihen ist ausführlich beschrieben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, BNetzA**

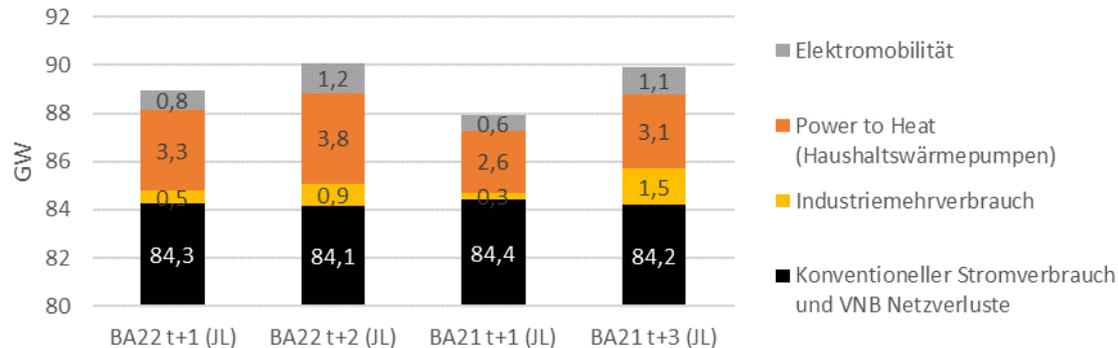
# Herleitung Jahreshöchstlast - Leitgedanken

	BA22 (t+1)	BA22 (t+2)	BA21 (t+1)	BA21 (t+3)
Jahreshöchstlast* [GW]	88,9	90,1	<b>87,9</b>	<b>89,6</b>
Stromverbrauch* [TWh]	531	535	528	539
Stunde der Jahreshöchstlast	907	907	907	907

\* ohne ÜNB Netzverluste,  
inkl VNB Netzverluste

## Aufschlüsselung der Jahreshöchstlast

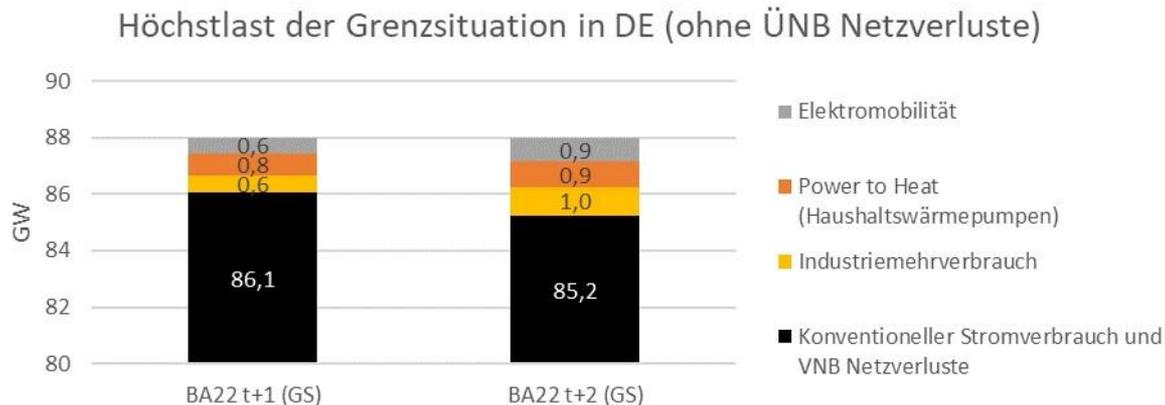
Jahreshöchstlast in DE (ohne ÜNB Netzverluste)



- Neue Stromanwendungen und deren fortschreitende Durchdringung prägen die Jahreshöchstlast
- Es ist von einer steigenden Jahreshöchstlast auszugehen

# Herleitung Last in Grenzsituation – Leitgedanken und Ergebnisse

- Die Höchstlast der synthetischen Woche liegt in der Stunde 282
- Der Stromverbrauch der neuen Stromanwendungen (Großverbraucher, Elektromobilität, Wärmepumpen,..) wird entsprechend der Stunde 282 des Jahreslaufs übernommen
- Der gesamte Stromverbrauch in der Stunde 282 soll entsprechend der Höchstlast in 2012 (88 GW) betragen, dazu wird der konventionelle Stromverbrauch in der Stunde 282 skaliert.



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK < 10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

**NTC**

Europa

Kostenkomponenten

# NTC

Marktsimulation - Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

- Für die Zeithorizonte t+1 und t+2 der BA 2022 werden NTCs<sup>1</sup> unter der Berücksichtigung der minRAM-Vorgaben bestimmt
- **Netzlevel A und B** (DE, AT, BE, CZ, DKW, FR, HU, IT, NL, PL, SI, SK)
  - Abschätzung basierend auf der thermischen Grenzkuppelkapazität mit Anwendung der „Max-Regel“:
  - $NTC = MAX$  (thermische Grenzkuppelkapazität x N-1-Faktor<sup>2</sup> x minRAM-Vorgabe;  
(thermische Grenzkuppelkapazität - Kapazität der größten Leitung) x minRAM-Vorgabe;  
Standard-NTC<sup>3</sup> ohne minRAM-Anpassung)
- **Netzlevel C** (BG, ES, GR, HR, PT, RO) und **Netzlevel D** (DKE, EE, FI, IE, LT, LV, SE)
  - Standard-NTC<sup>3</sup> ohne minRAM-Anpassung

1) NTC gelten in beide Handelsrichtungen

2) N-1-Faktor = Abschätzung zu 0,7

3) Standard-NTC = der im Rahmen der Ermittlung der Eingangsdaten für die BA2022 von den ÜNB erhobene Wert (vgl. Folie 58)

# NTC

## Marktsimulation - minRAM-Werte je Land t+1

- Aufgrund nicht vorhandener Informationen zu Derogations werden ausschließlich Aktionspläne (AP) berücksichtigt

Land	AP	minRAM	Anmerkung / Begründung
AT	X	39,0%	Aktionsplan
BE		70,0%	Kein Aktionsplan
DE	X	40,8%	Aktionsplan
FR		70,0%	Kein Aktionsplan
NL	X	64,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Bei Kuppelleitungen wird das max. der individuellen minRAM-Werte berücksichtigt.
CZ		70,0%	Kein Aktionsplan
HU		70,0%	Kein Aktionsplan
PL	X	40,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI		70,0%	Kein Aktionsplan
SK		70,0%	Kein Aktionsplan
HR		70,0%	Kein Aktionsplan
RO	X	70,0%	Aktionsplan, aber keine Information
IT		70,0%	Kein Aktionsplan

# NTC

## Marktsimulation - minRAM-Werte je Land t+2

- Aufgrund nicht vorhandener Informationen zu Derogations werden ausschließlich Aktionspläne (AP) berücksichtigt

Land	AP	minRAM	Anmerkung / Begründung
AT	X	49,4%	Aktionsplan
BE		70,0%	Kein Aktionsplan
DE	X	50,5%	Aktionsplan
FR		70,0%	Kein Aktionsplan
NL	X	66,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Bei Kuppelleitungen wird das max. der individuellen minRAM-Werte berücksichtigt.
CZ		70,0%	Kein Aktionsplan
HU		70,0%	Kein Aktionsplan
PL	X	50,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI		70,0%	Kein Aktionsplan
SK		70,0%	Kein Aktionsplan
HR		70,0%	Kein Aktionsplan
RO	X	70,0%	Aktionsplan, aber keine Information
IT		70,0%	Kein Aktionsplan

# NTC

## Marktsimulation - Bestimmung von „NTCs“

- Der „Standard-NTC“ (ohne Min-RAM) ergibt sich für die BA aus unterschiedlichen Quellen
  - Die NTCs aus dem **ENTSO-E Mid Term Adequacy Forecast (MAF)** mit den Zieljahren 2021, 2023 und 2025 bilden die Hauptquelle
    - Bestimmung der Zwischenjahre auf Basis der Projektdaten (IBN, „transfer capacity increase“) des aktuellen TYNDP 2020
  - An den deutschen Grenzen werden daneben auch **Meldungen der ausländischen TSO** und dem **Systembetrieb** berücksichtigt
    - Die Systemführung liefert Informationen zur Abhängigkeit der NTCs DE-FR, DE-CH DE-NL und DE-DKW von der stündlichen Windeinspeisung (siehe Folien „C-Funktion“). Auch der grundlegende NTC t+1 wird für diese Grenzen von den Erfahrungen des Systembetriebs gespiegelt.
    - Für die Analyse der Grenzsituation werden **unter Berücksichtigung der Minimum-Regel** an den Ländergrenzen für t+1 und t+2 die von den benachbarten TSOs für den Starkwind/Starklast-Fall gemeldeten NTC-Werte genutzt. Für die bekannten Ländergrenzen wird analog zum Jahreslauf die C-Funktion angewendet.

# NTC

## Marktsimulation - Berechnung mittels C-Funktion

- An den Grenzen **DE-NL, DE-FR und DE-CH** wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die **C-Funktion** verwendet. Die C-Funktion reduziert den Standard-NTC in Abhängigkeit der Windeinspeisung in Deutschland.
- Zusätzlich wird eine **Einhaltung der Mindesthandelskapazitäten („minRAM“)** sichergestellt.
- Parametrierung:
  - Standard-NTC auf Basis der ÜNB-Meldungen MAF2019/TYNDP20 bilden Ausgangspunkt für C-Funktion
  - Übernahme „Windstufen“ (C-Funktion) aus Angaben Systembetrieb für t+1  
In der 1. Stufe wird 100% des Standard NTC (sNTC) vergeben. In den darauffolgenden Stufen erfolgt eine Reduktion um x MW gegenüber der jeweiligen Vorstufe.

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
<b>0</b>	<b>7.000</b>	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC
<b>7.001</b>	<b>11.000</b>	0	-500	-200	-262	0	0
<b>11.001</b>	<b>14.000</b>	0	-700	-400	-260	0	0
<b>14.001</b>	<b>18.000</b>	-649	-300	-200	-262	0	0
<b>18.001</b>	<b>99.999</b>	-332	-300	-400	-197	0	0

- Anwendung „Max-Regel“<sup>1)</sup> auf alle Stufen der C-Funktion unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung

1) siehe Folie 55: Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

# NTC

Marktsimulation - Berechnung mittels C-Funktion und minRAM t+1 und t+2

- Anwendung „Max-Regel“ auf alle Stufen der C-Funktion unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung: Wenn die minRAM größer ist als eine Stufe der C-Funktion (rot gekennzeichnet) ersetzt sie diese
- Jahreslauf und Grenzsituation t+1

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	4250	3000	2000	4250	3000	4000
7001	11000	4250	2500	1800	3988	3000	4000
11001	14000	4250	1800	1400	3728	3000	4000
14001	18000	3601	1500	1200	3466	3000	4000
18001	99999	3269	1200	800	3269	3000	4000
minRAM		4896	1623	0	4896	1623	0

- Jahreslauf und Grenzsituation t+2

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	4250	3000	2700	4250	3000	4600
7001	11000	4250	2500	2500	3988	3000	4600
11001	14000	4250	1800	2100	3728	3000	4600
14001	18000	3601	1500	1900	3466	3000	4600
18001	99999	3269	1200	1500	3269	3000	4600
minRAM		6060	2009	0	6060	2009	0

Wenn die minRAM alle Stufen der C-Funktion überschreitet, gibt es für die betroffene Grenze keine Windabhängigkeit mehr.

# NTC

## Marktsimulation - Kapazitätsermittlung an der Grenze DE-DKW

- Modellierung einer **windabhängigen** (Onshore+Offshore) **Handelskapazität an der Grenze DE-DKW** auf Basis folgender Randbedingungen

Angaben in [MW]		2022/2023 (t+1)		2023/2024 (t+2)	
TenneT Wind (Onshore+Offshore) von	TenneT Wind (Onshore+Offshore) bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	2500	2500	2500	2500
5000	6000	2500	2500	2500	2500
6000	7000	2500	2400	2500	2400
7000	8000	2500	2300	2500	2300
8000	9000	2500	1600	2500	1700
9000	10000	2500	1600	2500	1700
10000	99999	2500	1600	2500	1700

- Die Mindest-Import-NTC von 1600 MW (t+1) und 1700 MW (t+2) ergeben sich auf Basis von TenneT's commitment unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse (2021).

# NTC

## Marktsimulation - Annahmen zu Handelskapazitäten von marktgebietsübergreifenden HGÜs

- Im Jahreslauf werden jeweils 100% der HGÜ-Kapazität für den Handel freigegeben.
- In der Grenzsituation werden die Kapazitäten von HGÜs auf 70% beschränkt.
- Die HGÜ zwischen DE und Skandinavien in DE-Importrichtung (Skandinavien → DE) werden in der Grenzsituation weiter eingeschränkt.<sup>1</sup> Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem CEP-Zielwert von 70% (zum 01.01.2026; s. Tabelle). In Exportrichtung (DE → Skandinavien) wird 70% der Kapazität für den Handel freigegeben.

HGÜ-Verbindung	Startwert (zum 01.01.2020)	DE-Importkapazität t+1	DE-Importkapazität t+2
Baltic Cable (DE-SE)	41,4%	55,7%	60,5%
Kontek (DE-DKE)	70,0%	70,0%	70,0%
NordLink (DE-NO)	0,0%	35,0 %	46,7%

- Die Berechnung der Startwerte erfolgte auf Basis historischer Auslastungswerte der HGÜ-Verbindungen.
  - Für bestehende Verbindungen wurde das Maximum aus dem Durchschnittswert der Jahre 2016 bis 2018 und dem Durchschnittswert des Jahres 2018 angesetzt.
  - Für neu hinzukommende Verbindungen (→ NordLink in 2021) wurde ein Startwert von 0% festgelegt.
- Die Kapazität der innerhalb der Flow-based Region befindlichen HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) wird in der Grenzsituation sowohl in Ex- als auch in Importrichtung begrenzt.<sup>2</sup> Die in jeweiligen Betrachtungszeitraum freigegebene Kapazität ergibt sich wie folgt:<sup>3</sup>

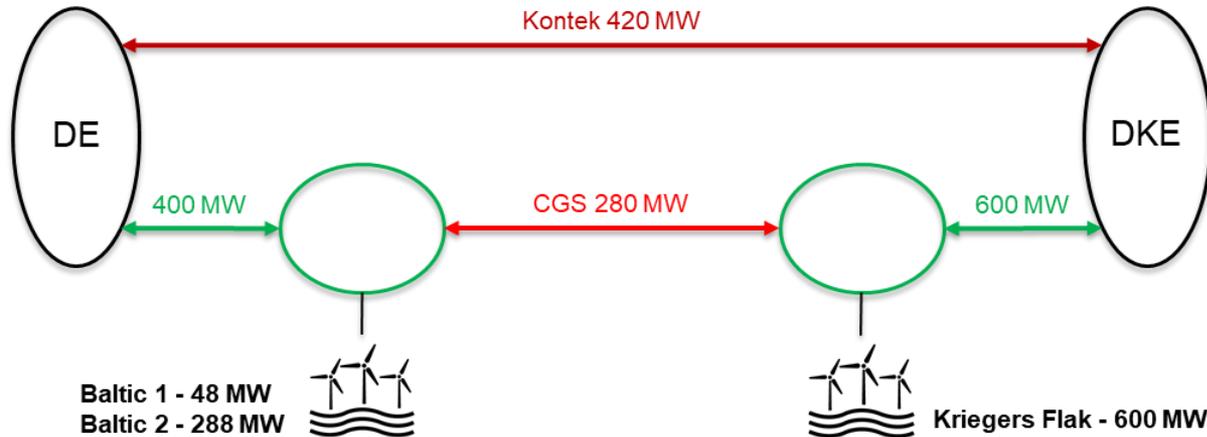
$$P_{BE-DE}^{\max} = \max \left( LTA_{BE-DE}, \min \left( \min RAM_{all, BE}, \min RAM_{all, DE} \right) \right) \text{ bzw. } P_{DE-BE}^{\max} = \max \left( LTA_{DE-BE}, \min \left( \min RAM_{all, BE}, \min RAM_{all, DE} \right) \right)$$

- 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 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.
- 3) Grund ist die Annahme, dass in Situationen mit hoher Netzbelastung in DE nur die mindestens nach CEP freizugebende Kapazität dem Handel zur Verfügung gestellt wird, um zusätzlichen Redispatch zu vermeiden. Allerdings ist die bereits zugesicherte Langfristhandelskapazität (LTA) zu berücksichtigen.

# 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 kann.
- Die Handelskapazität ergibt sich in Abhängigkeit der Windeinspeisung.
- Bei den Werten der Handelskapazitäten handelt es sich um die angenommenen Werte der betrachteten Grenzsituation.



# NTC

## Marktsimulation - Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+1

Grenze	Standard NTC		minRAM NTC		NTC BA22 t+1		Bemerkung
	NTC JL	NTC GS	minRAM(1)	minRAM(2)	finaler NTC JL	finaler NTC GS	
AT-DE	4900	4900	3737	3045	4900	4900	NTC
CH-DE	4000	4000	0	0	4000	4000	C-Funktion
CZ-DE	3000	3000	1616	1557	3000	3000	NTC
DE-AT	4900	4900	3737	3045	4900	4900	NTC
DE-CH	2000	2000	0	0	2000	2000	C-Funktion
DE-CZ	3000	2200	1616	1557	3000	2200	NTC
DE-DKW	2500	2500	0	0	2500	2500	NTC
DE-FR	3000	3000	1589	1623	3000	3000	C-Funktion
DE-LU	999999	999999	0	0	999999	999999	NTC
DE-NL	4250	2968	4896	4104	4896	4896	C-Funktion
DE-PL	500	300	875	948	948	948	minRAM
DKW-DE	2500	2500	0	0	2500	2500	NTC
FR-DE	3000	3000	1589	1623	3000	3000	C-Funktion
LU-DE	999999	999999	0	0	999999	999999	NTC
NL-DE	4250	2968	4896	4104	4896	4896	C-Funktion
PL-DE	3000	400	875	948	3000	948	NTC / minRAM
SE-DE1	615	615	0	0	615	343	HGÜ (100% / 55,7%)
DKE-DE1	600	600	0	0	600	420	HGÜ (100% / 70%)
BE-DE1	1000	1000	0	0	1000	500	HGÜ (100% / 50%)
DKE-DE2	400	400	0	0	400	280	HGÜ (100% / 70%)
NO-DE1	1400	1400	0	0	1400	490	HGÜ (100% / 35%)

**minRAM(1):** (Thermische  
Grenzkuppelkapazität  
- Kapazität der größten Leitung)  
\* minRAM

**minRAM(2):** (Thermische  
Grenzkuppelkapazität \* 0,7  
\* minRAM

# NTC

## Marktsimulation - Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+2

Grenze	Standard NTC		minRAM NTC		NTC BA22 t+2		Bemerkung
	NTC JL	NTC GS	minRAM(1)	minRAM(2)	finaler NTC JL	finaler NTC GS	
AT-DE	4900	4900	4733	3857	4900	4900	NTC
CH-DE	4600	4600	0	0	4600	4600	C-Funktion
CZ-DE	3000	3000	2001	1928	3000	3000	NTC
DE-AT	4900	4900	4733	3857	4900	4900	NTC
DE-CH	2700	2700	0	0	2700	2700	C-Funktion
DE-CZ	3000	2200	2001	1928	3000	2200	NTC
DE-DKW	2500	2500	0	0	2500	2500	NTC
DE-FR	3000	3000	1966	2009	3000	3000	C-Funktion
DE-LU	999999	999999	0	0	999999	999999	NTC
DE-NL	4250	2968	6060	5079	6060	6060	C-Funktion
DE-PL	500	300	1094	1185	1185	1185	minRAM
DKW-DE	2500	2500	0	0	2500	2500	NTC
FR-DE	3000	3000	1966	2009	3000	3000	C-Funktion
LU-DE	999999	999999	0	0	999999	999999	NTC
NL-DE	4250	2968	6060	5079	6060	6060	C-Funktion
PL-DE	3000	400	1094	1185	3000	1185	NTC / minRAM
SE-DE1	615	615	0	0	615	372	HGÜ (100% / 60,5%)
DKE-DE1	600	600	0	0	600	420	HGÜ (100% / 70%)
BE-DE1	1000	1000	0	0	1000	505	HGÜ (100% / 50,5%)
DKE-DE2	400	400	0	0	400	280	HGÜ (100% / 70%)
NO-DE1	1400	1400	0	0	1400	654	HGÜ (100% / 46,7%)

**minRAM(1):** (Thermische  
Grenzkuppelkapazität  
- Kapazität der größten Leitung)  
\* minRAM

**minRAM(2):** (Thermische  
Grenzkuppelkapazität \* 0,7  
\* minRAM

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

*Allgemeines*

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

*KWK < 10MW*

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

*Offshore Windparks DE*

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

*NTC*

**Europa**

*Kostenkomponenten*

# Europa

Marktsimulation - Installierte Leistung und Höchstlasten im Ausland, inkl. AT

- **Abfrage bei (benachbarten) ausländischen TSO:**
  - Im Rahmen der Systemanalysen 2022 wurden die (benachbarten) ausl. TSO für den **Zeithorizont t+1** zu folgenden Daten abgefragt:
    - NTC, Last zu Referenzzeitpunkten
  - Die Rückmeldungen werden entsprechend in den Eingangsdaten berücksichtigt.
- **Mantelzahlen:**
  - Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den von den ausländischen TSO gemeldeten Werten im Rahmen der Datenabfrage für den **European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2021)**
  - Die **Lastzeitreihen** (Jahreslauf) für das Ausland werden ohne weitere Anpassung der Datenbasis von ENTSO-E übernommen. Es werden die Lastzeitreihen des Wetterjahres 2012 verwendet, die von ENTSO-E mit einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete und das Szenariojahr 2022 hergeleitet wurden und im Rahmen des ERAA2021 von den TSO geliefert oder geprüft wurden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage für die Anpassungen der Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.
  - Die Informationen des **konv. Kraftwerkspark** im Ausland entstammen ebenfalls der Datenbasis von ENTSO-E.

# Europa

## Marktsimulation - Installierte Leistungen t+1 (2022/23)

2022/2023 (t+1)	FR	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	60,1	0,0	4,9	2,2	4,1	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,7
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	7,6	0,8	0,3
Steinkohle	0,0	0,0	0,6	0,0	0,4	1,2	2,0	0,2	5,0	0,0	4,0	14,8	0,1	0,2
Erdgas	7,2	4,0	5,7	0,0	1,3	0,3	0,8	2,2	32,8	0,0	14,7	2,0	0,6	0,6
Mineraloelprodukte	1,6	0,2	0,2	0,0	0,0	0,6	0,2	0,4	0,8	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	6,0	1,0	1,4	0,6	1,9	0,1	0,4	0,9	14,6	0,1	4,5	6,7	0,2	0,1
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>75,0</b>	<b>5,2</b>	<b>12,7</b>	<b>2,8</b>	<b>12,8</b>	<b>2,3</b>	<b>3,4</b>	<b>6,3</b>	<b>53,2</b>	<b>0,1</b>	<b>23,7</b>	<b>31,1</b>	<b>2,4</b>	<b>4,0</b>
Pumpspeicher	3,8	3,6	1,2	12,2	1,2	0,0	0,0	0,0	7,6	1,3	0,0	1,5	0,2	0,9
Speicherwasser	9,6	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	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0
Laufwasser	12,5	5,5	0,1	4,2	0,4	0,0	0,0	0,1	5,8	0,0	0,0	0,5	0,9	0,5
<b>Summe Wasserkraft</b>	<b>27,1</b>	<b>12,0</b>	<b>1,3</b>	<b>16,4</b>	<b>2,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>23,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>2,3</b>	<b>1,3</b>	<b>2,4</b>
Wind_Onshore	18,9	4,0	3,0	0,2	0,5	0,8	4,2	0,3	12,9	0,2	5,1	7,2	0,0	0,1
Wind_Offshore	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,0	1,3	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0
PV	11,6	3,1	5,8	3,7	2,2	0,7	1,7	2,6	23,9	0,2	11,8	4,5	0,5	0,7
Sonstige_EE	2,2	0,6	0,5	0,4	0,8	0,0	0,1	0,3	4,5	0,1	0,6	1,2	0,1	0,3
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>32,7</b>	<b>7,7</b>	<b>11,6</b>	<b>4,3</b>	<b>3,4</b>	<b>2,5</b>	<b>7,3</b>	<b>3,3</b>	<b>41,4</b>	<b>0,5</b>	<b>20,6</b>	<b>12,9</b>	<b>0,6</b>	<b>1,2</b>
<b>Gesamt</b>	<b>134,8</b>	<b>24,9</b>	<b>25,6</b>	<b>23,4</b>	<b>18,6</b>	<b>4,8</b>	<b>10,7</b>	<b>9,7</b>	<b>117,6</b>	<b>1,9</b>	<b>44,3</b>	<b>46,3</b>	<b>4,3</b>	<b>7,6</b>

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

# Europa

## Marktsimulation - Installierte Leistungen t+2 (2023/24)

2023/2024 (t+2)	FR	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	60,1	0,0	3,9	2,2	4,1	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,7
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	7,6	0,8	0,3
Steinkohle	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4	1,2	1,7	0,2	3,5	0,0	4,0	14,4	0,1	0,2
Erdgas	7,2	4,0	5,7	0,0	1,3	0,3	1,1	2,2	35,5	0,0	13,9	2,0	0,6	0,6
Mineraloelprodukte	1,6	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	5,9	1,0	1,4	0,6	1,9	0,1	0,3	1,0	14,2	0,1	4,4	6,6	0,2	0,1
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>74,9</b>	<b>5,2</b>	<b>11,5</b>	<b>2,8</b>	<b>12,9</b>	<b>2,3</b>	<b>3,3</b>	<b>6,1</b>	<b>53,2</b>	<b>0,1</b>	<b>22,8</b>	<b>30,6</b>	<b>2,4</b>	<b>4,0</b>
Pumpspeicher	3,8	3,6	1,2	12,3	1,2	0,0	0,0	0,0	7,7	1,3	0,0	1,5	0,2	0,9
Speicherwasser	9,7	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	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0
Laufwasser	12,5	5,6	0,1	4,2	0,4	0,0	0,0	0,1	5,8	0,0	0,0	0,5	0,9	0,5
<b>Summe Wasserkraft</b>	<b>27,1</b>	<b>12,1</b>	<b>1,3</b>	<b>16,5</b>	<b>2,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>23,1</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>2,3</b>	<b>1,3</b>	<b>2,4</b>
Wind_Onshore	20,5	4,5	3,2	0,2	0,5	0,8	4,4	0,3	13,8	0,2	5,4	8,2	0,0	0,1
Wind_Offshore	0,5	0,0	2,3	0,0	0,0	1,0	1,6	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0
PV	13,1	3,7	6,4	4,3	2,3	1,1	2,2	3,0	25,4	0,3	13,5	4,8	0,7	0,8
Sonstige_EE	2,2	0,6	0,5	0,4	0,8	0,0	0,1	0,4	4,5	0,1	0,6	1,2	0,1	0,3
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>36,3</b>	<b>8,8</b>	<b>12,3</b>	<b>4,9</b>	<b>3,6</b>	<b>2,9</b>	<b>8,3</b>	<b>3,7</b>	<b>43,7</b>	<b>0,5</b>	<b>24,0</b>	<b>14,2</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>
<b>Gesamt</b>	<b>138,3</b>	<b>26,1</b>	<b>25,2</b>	<b>24,1</b>	<b>18,7</b>	<b>5,2</b>	<b>11,7</b>	<b>9,9</b>	<b>120,0</b>	<b>2,0</b>	<b>46,9</b>	<b>47,1</b>	<b>4,5</b>	<b>7,7</b>

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

# Europa

Marktsimulation - Kontrahierte ReserveKW Ausland (DE-ÜNB und APG)

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2022 ist derzeit keine Kraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.
- Es besteht ein gesichertes RD-Potenzial in AT in Höhe von 1,5 GW

# Europa

Marktsimulation - Höchstlasten t+1 (2022/23) und t+2 (2023/24)

- **Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:**
  - Verwendung aktueller Rückmeldungen der ausländischen TSO. Liegen keine Rückmeldungen vor, werden die Werte aus dem **European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021** verwendet
  - Keine zeithorizontabhängige Unterscheidung der Lasten SWSL

	Höchstlast [GW]	Kommentar
AT	10,3	Rückmeldung T+1
BE	13,2	Rückmeldung T+1
CH	9,3	Rückmeldung T+1
CZ	10,4	Rückmeldung T+1
DK-E	2,3	Rückmeldung T+1
DK-W	3,6	Rückmeldung T+1
ES	39,6	2022 - ERAA2021
FI	14,9	2022 - ERAA2021
FR	93,2	Rückmeldung T+1
GB	56,3	2022 - ERAA2021
HU	6,7	2022 - ERAA2021
IE	5,3	2022 - ERAA2021
IT	52,0	Rückmeldung T+1
LU	1,0	2022 - ERAA2021
NI	1,5	2022 - ERAA2021
NL	18,6	Rückmeldung T+1
NO	26,3	2022 - ERAA2021
PL	25,7	2022 - ERAA2021
PT	8,1	2022 - ERAA2021
SE	25,4	2022 - ERAA2021
SI	2,3	Rückmeldung T+1
SK	4,2	Rückmeldung T+1

**Hinweis:** Die hier genannten Werte stellen die Höchstlasten in der modellierten synthetischen Woche dar und können entsprechend der unterschiedlichen Lastverläufe je Land an unterschiedlichen Zeitpunkten der Woche auftreten.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 4. Eingangsparemeter und Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK < 10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

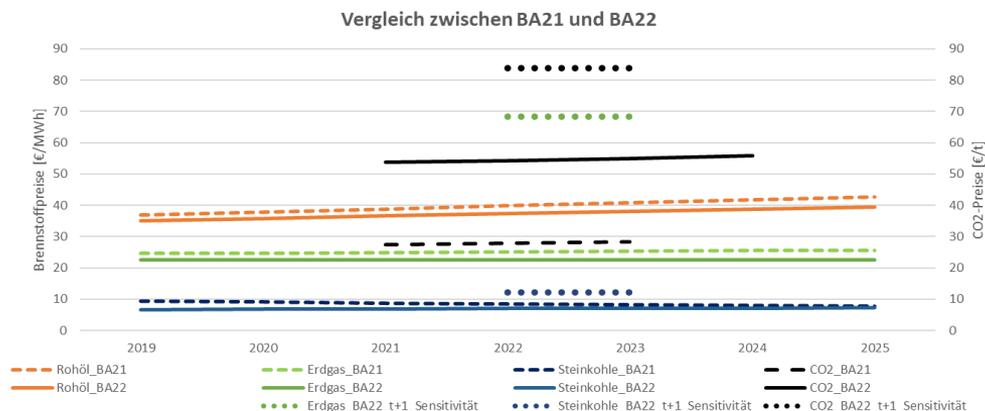
---

***Kostenkomponenten***

---

# Kostenkomponenten

## Marktsimulation - Brennstoff- und CO2-Preise t+1 (2022/23) und t+2 (2023/24)



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2019 und den prognostizierten Preisen im Szenario „Stated Policies“ des **World Energy Outlook 2020**.
- Konstant angenommene Braunkohle- und Kernbrennstoff Preise.
- Ableitung der CO<sub>2</sub>-Preise anhand der **durchschnittlichen Future Preise** für European Emission Allowances (EUA) im Handelszeitraum Mai bis August 2021 für die Jahre 2022 bis 2023.
- Um aktuelle **Preisentwicklungen am Energiemarkt** Rechnung zu tragen, wurden Futures verwendet. In der Sensitivität wurde eine Marktsimulation für den Zeithorizont t+1 auf Basis der **Future Notierungen** vom 10.12.2021 berechnet.

	Rohöl [€ <sub>2019</sub> /MWh]	Erdgas [€ <sub>2019</sub> /MWh]	Steinkohle [€ <sub>2019</sub> /MWh]	Braunkohle [€ <sub>2019</sub> /MWh]	Kernbrennstoff [€ <sub>2019</sub> /MWh]	CO <sub>2</sub> -Preise [€/t]
<b>(t+1)</b>	37,31	22,66	6,97	3,00	1,36	54,18
<b>(t+1) Sensitivität</b>	<b>37,31</b>	<b>68,32</b>	<b>12,05</b>	<b>3,00</b>	<b>1,36</b>	<b>83,75</b>
<b>(t+2)</b>	<b>38,05</b>	<b>22,66</b>	<b>7,06</b>	<b>3,00</b>	<b>1,36</b>	<b>54,91</b>
	Rohöl [\$ <sub>2019</sub> /barrel]	Erdgas [\$ <sub>2019</sub> /Mbtu]	Steinkohle [\$ <sub>2019</sub> /t]			
<b>(t+1)</b>	67,00	6,70	63,50			
<b>(t+2)</b>	68,33	6,70	64,33			

Wechselkurs: 1 USD = 0,8932 EUR

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. **Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling**
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

### *Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

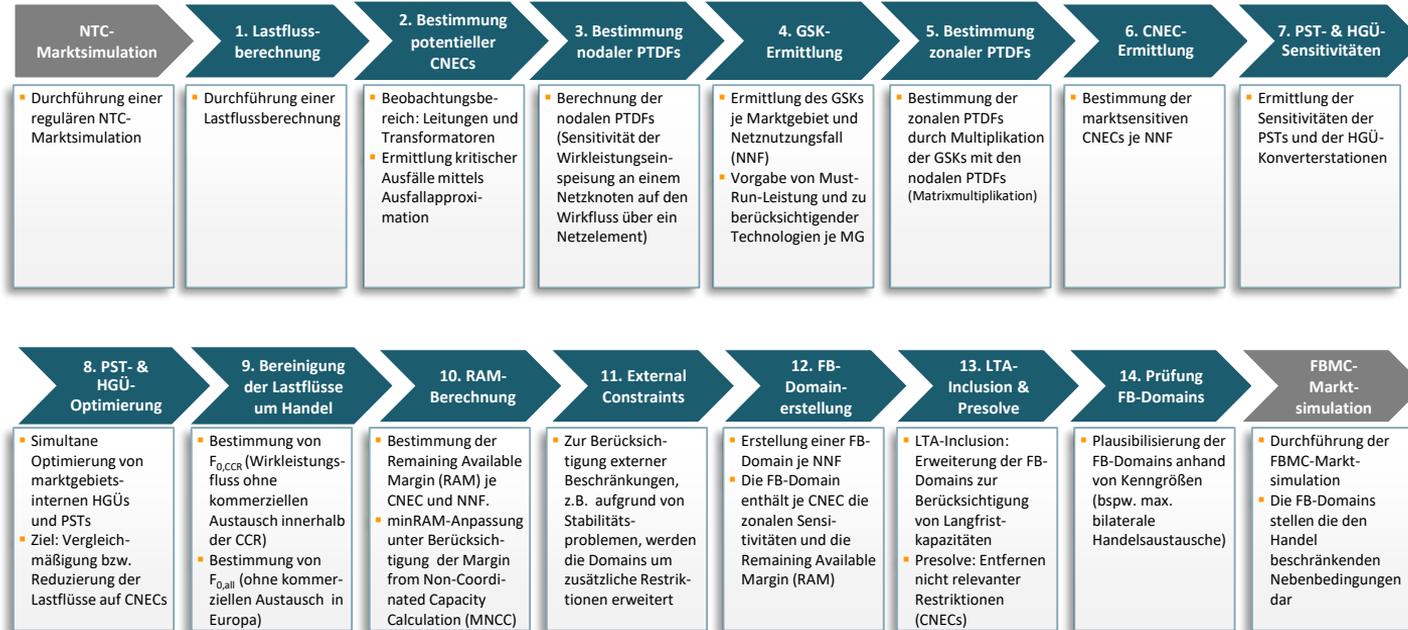
---

*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

## 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

## 5. 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 in der BA2022

## Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+1 (04/2022 – 03/2023)

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	<b>EM-Methode</b>	Standard Hybrid Coupling (kein Advanced Hybrid Coupling (AHC))	Rechtliche Vorgabe: Konzept für AHC 6 Monate nach Core Go-live; Umsetzung bis Q1 2024 unwahrscheinlich
1.2	<b>FB-Region (CCR)</b>	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	<ul style="list-style-type: none"> <li>Go-live-Datum von Core-FBMC: 02/2022</li> <li>LU, HR, RO: Abbildung über NTCs</li> <li>DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)</li> </ul>
1.3	<b>non-CCR-Marktgebiete</b>	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.
1.4	<b>CNECs</b>	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente ( $\geq 220$ kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente ( $\geq 220$ kV)	Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt.
1.5	<b>minRAM-Faktoren</b>	AT: $R_{all} = 39,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ DE: $R_{all} = 40,8\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ NL: $R_{all} = 45,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$ PL: $R_{all} = 40,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ Übrige CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aktionspläne von AT, DE, NL und PL werden berücksichtigt (s. Folie 80).</li> <li>Für DE gilt: Bereitstellung von mind. 40,8% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.</li> </ul>
1.6	<b>minRAM-Anpassung (AMR)</b>	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$ ; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$ ; $RAM_{0,CCR} = F_{max} \cdot F_{0,CCR} \cdot FRM$	
1.7	<b>MNCC</b>	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.8	<b>FRM</b>	Pauschal 10% von $F_{max}$	
1.9	<b>GSK-Strategie</b>	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2021)	
1.10	<b>PSTs</b>	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analog zur Core-Methodik (Stand 2021)</li> <li>„Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs</li> </ul>
1.11	<b>HGÜs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden</li> <li>Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und von 50% in der Grenzsituation (Abbildung mittels „Evolved Flow-Based“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA.</li> <li>Alle übrigen HGU-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation <u>maximal</u> mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt.</li> </ul>
1.12	<b>External Constraints (ECs)</b>	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2021)	ECs in NL werden berücksichtigt. Allocation Constraints (ACs) in BE werden vereinfacht als ECs abgebildet. ACs in PL werden nicht berücksichtigt, da die Bestimmung der Grenzwerte einer derzeit nicht abbildbaren Methodik folgt.
1.13	<b>LTAs</b>	Verwendung der realen Werte aus 2021	Core-LTCC-Methodik liegt im Entwurfsstatus vor und wird wahrscheinlich ab 2025 angewendet. Für die Zwischenphase wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen.

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

## Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+2 (04/2023 – 03/2024)

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	<b>EM-Methode</b>	Standard Hybrid Coupling (kein Advanced Hybrid Coupling (AHC))	Rechtliche Vorgabe: Konzept für AHC 6 Monate nach Core Go-live; Umsetzung bis Q1 2024 unwahrscheinlich
1.2	<b>FB-Region (CCR)</b>	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	<ul style="list-style-type: none"> <li>Go-live-Datum von Core-FBMC: 02/2022</li> <li>LU, HR, RO: Abbildung über NTCs</li> <li>DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)</li> </ul>
1.3	<b>non-CCR-Marktgebiete</b>	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.
1.4	<b>CNECs</b>	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt.</li> <li>Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen. Die in Core geforderte ökonomische Effizienzanalyse für CNECs wird sich wahrscheinlich erst 24 Monate* nach Core Go-live, d.h. ab 02/2024, auswirken.</li> </ul>
1.5	<b>minRAM-Faktoren</b>	AT: $R_{all} = 49,4\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ DE: $R_{all} = 50,5\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ NL: $R_{all} = 53,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$ PL: $R_{all} = 50,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ Übrige CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aktionspläne von AT, DE, NL und PL werden berücksichtigt (s. Folie 81).</li> <li>Für DE gilt: Bereitstellung von mind. 50,5% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.</li> </ul>
1.6	<b>minRAM-Anpassung (AMR)</b>	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$ ; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$ ; $RAM_{0,CCR} = F_{max} \times F_{0,CCR} - FRM$	
1.7	<b>MNCC</b>	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.8	<b>FRM</b>	Pauschal 10% von $F_{max}$	
1.9	<b>GSK-Strategie</b>	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2021)	
1.10	<b>PSTs</b>	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analog zur Core-Methodik (Stand 2021)</li> <li>„Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs</li> </ul>
1.11	<b>HGÜs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden</li> <li>Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und von 50,5% in der Grenzsituation (Abbildung mittels „Evolved Flow-Based“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA.</li> <li>Alle übrigen HGU-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation maximal mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt.</li> </ul>
1.12	<b>External Constraints (ECs)</b>	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2021)	ECs in NL werden berücksichtigt. Allocation Constraints (ACs) in BE werden vereinfacht als ECs abgebildet. ACs in PL werden nicht berücksichtigt, da die Bestimmung der Grenzwerte einer derzeit nicht abbildbaren Methodik folgt.
1.13	<b>LTAs</b>	Verwendung der realen Werte aus 2021	Core-LTCC-Methodik liegt im Entwurfsstatus vor und wird wahrscheinlich ab 2025 angewendet. Für die Zwischenphase wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen.

\* Vorgabe der Core CCM: 18 Monate nach Core Go-live: Abgabe der CNEC-Liste durch die ÜNB, danach 6 Monate Prüfungszeit für die NRAs.

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Parametrierung und Arbeitshypothesen - minRAM-Werte je Land t+1

Land	AP	minRAM intern	minRAM Grenze	Anmerkung / Begründung
AT	X	39,0%		Entsprechend Aktionsplan
BE		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
CZ		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
DE	X	40,8%		Entsprechend Aktionsplan
FR		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
HU		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
NL	X	45,0%	<b>Individuell für jede Leitung (45% - 64%)</b>	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für alle <u>internen</u> Netzelemente (NE), da minRAM-Startwerte dieser NE sehr ähnlich sind. Bei Kuppelleitungen werden individuelle minRAM-Werte berücksichtigt
PL	X	40,0%		Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
SK		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
HR		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
IT		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
RO	X	70,0%		Aktionsplan liegt vor, aber keine Informationen zum Inhalt vorhanden

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Parametrierung und Arbeitshypothesen - minRAM-Werte je Land t+2

Land	AP	minRAM intern	minRAM Grenze	Anmerkung / Begründung
AT	X	49,4%		Entsprechend Aktionsplan
BE		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
CZ		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
DE	X	50,5%		Entsprechend Aktionsplan
FR		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
HU		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
NL	X	53,0%	<b>Individuell für jede Leitung (53% - 66%)</b>	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für alle <u>internen</u> Netzelemente (NE), da minRAM-Startwerte dieser NE sehr ähnlich sind. Bei Kuppelleitungen werden individuelle minRAM-Werte berücksichtigt
PL	X	50,0%		Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
SK		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
HR		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
IT		70,0%		Kein Aktionsplan vorhanden
RO	X	70,0%		Aktionsplan liegt vor, aber keine Informationen zum Inhalt vorhanden

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

***FB-Region und CNECs***

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

---

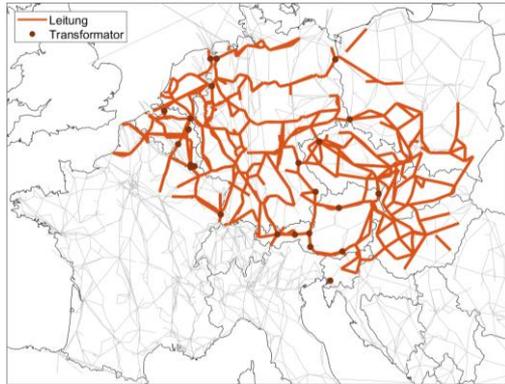
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

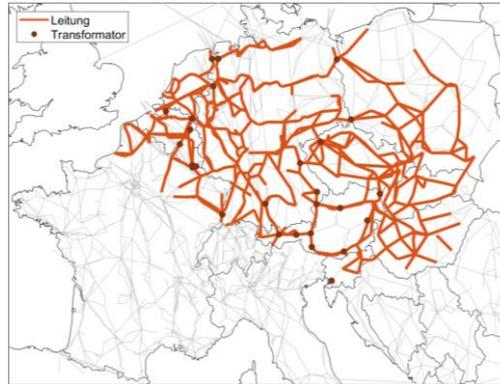
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – CNECs

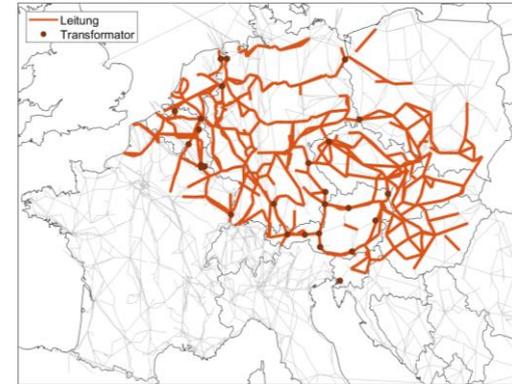
BA2022 t+1 Basis



BA2022 t+1 BP



BA2022 t+2



- 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% und für interne Netzelemente 5%.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

**Generation Shift Keys (GSK)**

---

*PSTs und HGÜs*

---

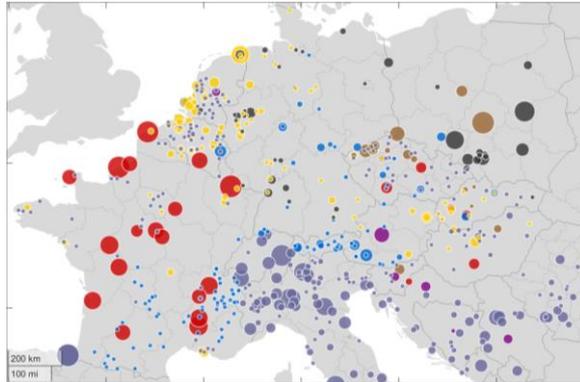
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

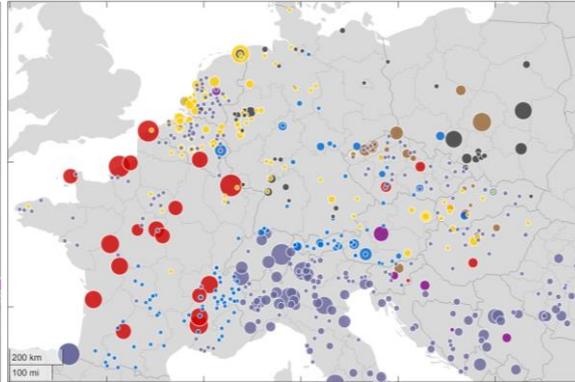
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – Generation Shift Keys (GSK)

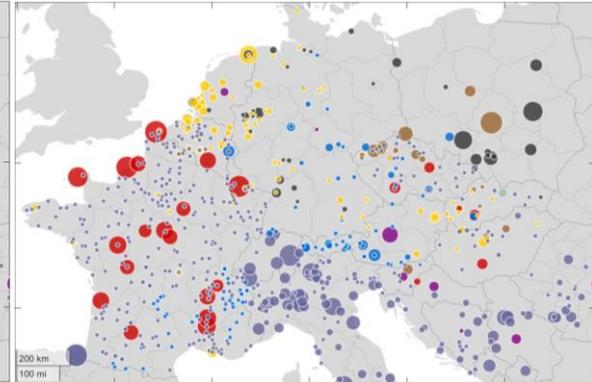
BA2022 t+1 Basis<sup>1</sup>



BA2022 t+1 BP



BA2022 t+2



In der BA2022 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
  - FR: Berechnung individueller GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit basierend auf einem „pro rata“-Ansatz je nach Einsatz im Referenzlastflussfall ( $P_{akt}$ ).
  - Alle andere Marktgebiete: Berechnung der GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit anteilig auf Basis von Höchst- und Mindestleistung ( $P_{max}$ - $P_{min}$ ).

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

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

***PSTs und HGÜs***

---

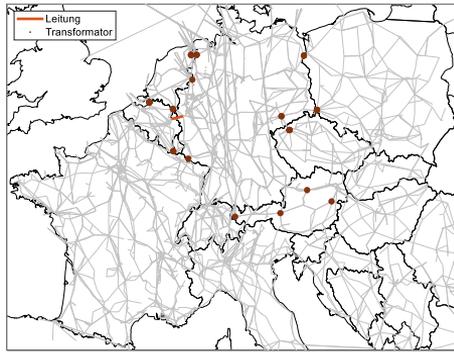
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

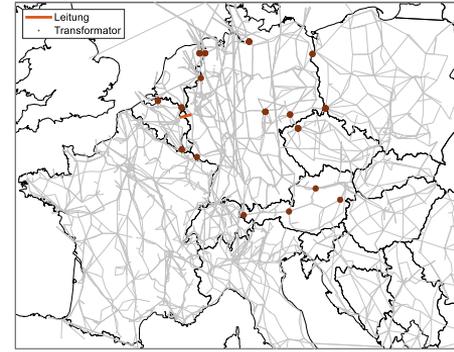
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – PSTs und HGÜs

BA2022 t+1<sup>1</sup>



BA2022 t+2



- 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 (t+1 u. t+2) und in der Grenzsituation 50% (t+1) bzw. 50,5% (t+2) der Kapazität berücksichtigt.

<sup>1</sup>Identisches Vorgehen in der BA2022 t+1 BP

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

---

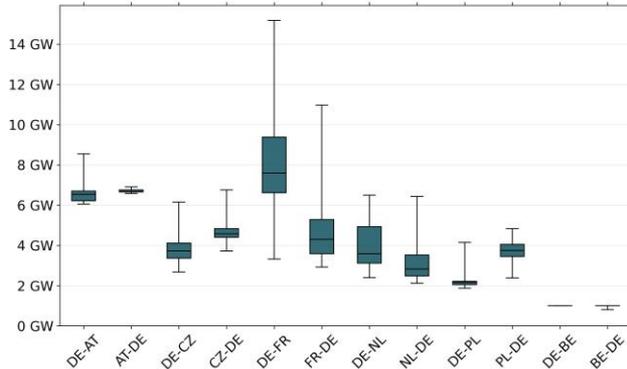
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

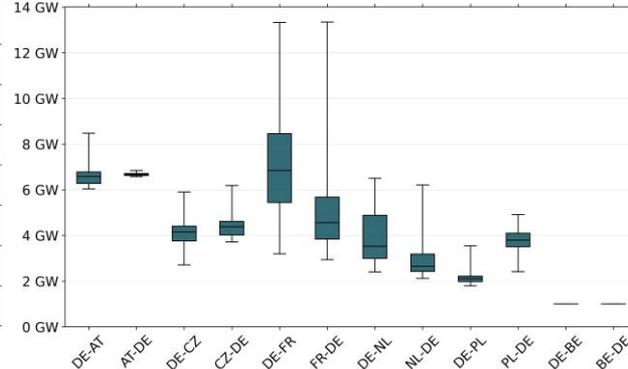
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2022

Maximale bilaterale Austausche (DE-Grenzen)

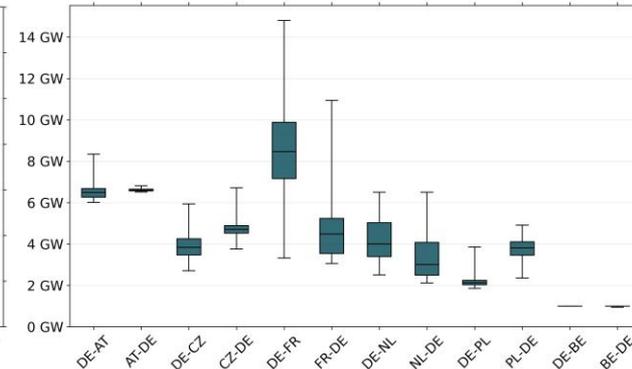
## BA2022 t+1 Basis



## BA2022 t+1 BP



## BA2022 t+2



- 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

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
- 6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen**
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 6. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

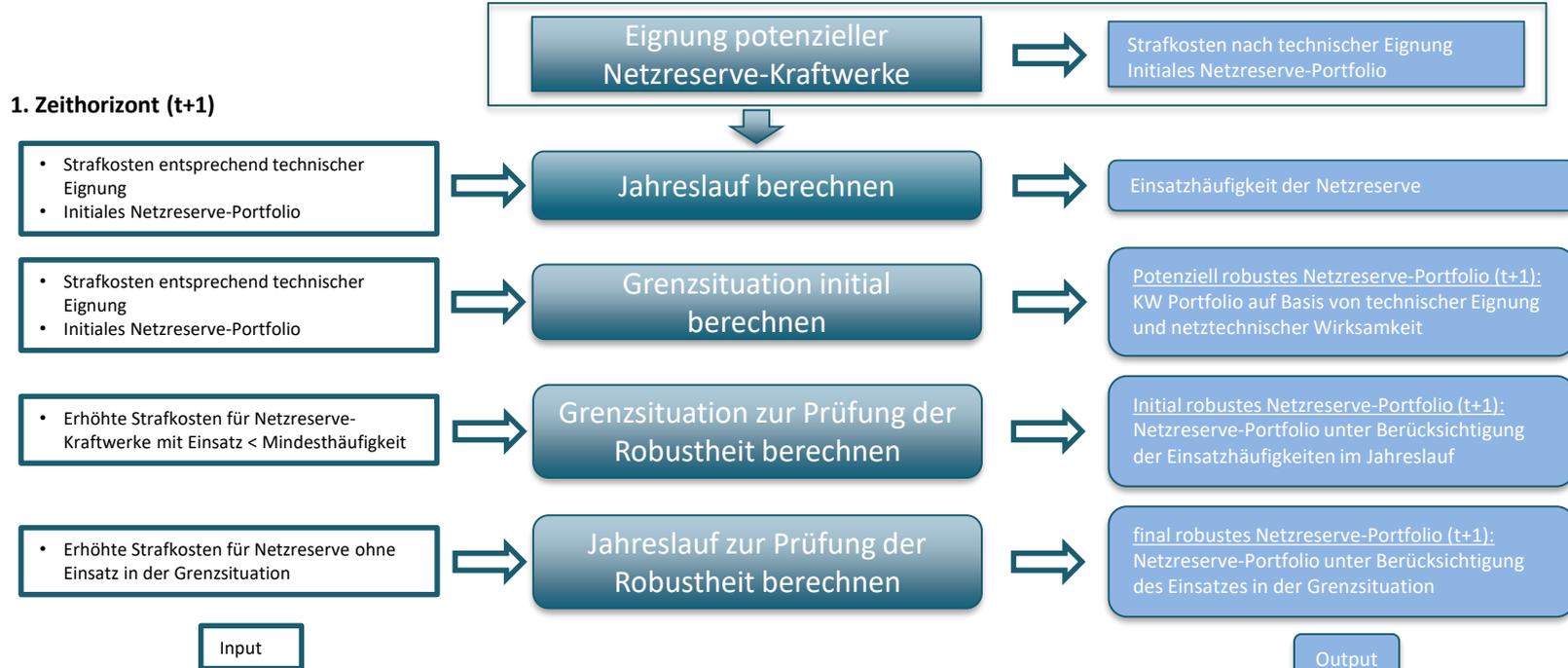
*Netzausbaumaßnahmen*

---

*Freisaltplanung*

---

# Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke



## 2. Zeithorizont (t+2)

Vorgehen analog zu (t+1)

# Redispatch-Methodik - (n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

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

- Die Grenzsituation (GS) mit dem robusten Netzreserveportfolio wird iterativ nachgerechnet:
  - In jeder Iteration wird die Nichtverfügbarkeit eines Netzreserve KW oder potenzielle Netzreserve KW unterstellt, indem das Kraftwerk nicht für die Optimierung freigegeben wird.
  - Die Netzreserve KW oder potenzielle Netzreserve KW, die nicht zum robusten Netzreserveportfolio gehören, bekommen höhere Strafkosten (wie in der Robustheitsprüfung).
- 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 in der BA 2022 – 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 in der BA 2022 – 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) für t+1 Basis und t+2

- 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“:  $GK_{RD+,min} = 20$  &  $GK_{RD-,max} = 155$

$$SK > \frac{GK_{RD-,max} - GK_{RD+,min}}{2} = \frac{155 - 20}{2} = 68 \approx 70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

- PSW:  $GK_{RD+} = GK_{PSW} = -60$   
 $SK_{RD-} = 70$

„Worst Case“:  $GK_{RD-,max} = 155$

$$SK_{RD+} = SK_{PSW} > GK_{RD-,max} - GK_{RD+} - SK_{RD-} = 155 + 60 - 70 = 145 \approx 150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

- **Die hier ermittelten Strafkosten wurden auf Basis der Grenzkosten t+1 berechnet. In t+2 ist die Differenz zwischen  $GK_{RD+,min}$  und  $GK_{RD-,max}$  ähnlich groß. Daher kann in beiden Zeithorizont mit den gleichen Strafkosten gerechnet werden.**

## Strafkosten (II)

Berechnung der notwendigen Strafkosten (SK) unter Berücksichtigung von Grenzkosten (GK) für t+1 BP-Sensi

- 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“:  $GK_{RD+,min} = 30,41$  &  $GK_{RD-,max} = 267,18$

$$SK > \frac{GK_{RD-,max} - GK_{RD+,min}}{2} = \frac{267,18 - 30,41}{2} = 118,385 \approx 120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

- PSW:  $GK_{RD+} = GK_{PSW} = -60$   
 $SK_{RD-} = 120$

„Worst Case“:  $GK_{RD-,max} = 267,18$

$$SK_{RD+} = SK_{PSW} > GK_{RD-,max} - GK_{RD+} - SK_{RD-} = 267,18 + 60 - 120 = 207,18 \approx 210 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

- Aufgrund die neuen und höheren Grenzkosten der Marktkraftwerke in der BA22 t+1 BP-Sensi ergibt sich ein neuer kalkulatorische Preis für die Netzreserve: 267,18 €/MWh.

# Strafkosten (III)

Kombination von kalkulatorischen Preisen und Strafkosten

	Kalkulatorische Preise [ $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ]	Strafkosten [ $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ]	Strafkosten <sub>gesamt</sub> [ $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ]
<b>Formel</b>	$p_{\text{kalk}} = MF \times (\emptyset c_{\text{RD}+} + \emptyset c_{\text{RD}-}) - \emptyset c_{\text{RD}+}$ $\emptyset c_{\text{RD}+} = 88,1 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}, \quad \emptyset c_{\text{RD}-} = -20,23 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$SK$ $= MF \times (SK_{\text{Markt KW, RD}+} + SK_{\text{Markt KW, RD}-}) - SK_{\text{Markt KW, RD}+}$	Kalk. Preise + Strafkosten
Markt-KW	--	70	70
Netzreserve	$p_{\text{kalk, Netzreserve}} = 251,09$ Grenzkosten des teuersten regelmäßig für RD eingesetzten Markt-KW	70 Kein Mindestfaktor	min. 321,09
EE	$p_{\text{kalk, EE}} = 590,60$ Mindestfaktor von 10	1330 Mindestfaktor von 10	1920,6
KWK	$p_{\text{kalk, KWK}} = 251,25$ Mindestfaktor von 5	630 Mindestfaktor von 5	881,25

# Überblick der Strafkosten (IV)

Strafkosten der aktuellen Netzreserve und andere Optimierungsvariable

	Redispatch 2.0	
	BA22 t+1 & t+2 Strafkosten + kalk. Preis [€/MWh]	BA22 t+1 BP-Sensi Strafkosten + kalk. Preis [€/MWh]
Marktkraftwerke in DE	70	120
Einsenkung der Pump-/Turbinierleistung in DE	150	210
RD Potenzial in AT	70	120
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung) +3600	321,09 bis 820	387,18 bis 870
	2.821,09 bis 3.320	3.987,18 bis 4.470
Ausländisches Redispatch-Potenzial	9.000	13.000
Einsenkung Windeinspeisung & PV	1920,60	2870,60
Verbleibende Überlastungen	180.000	250.000
Erhöhung KWK-Strom*	881,25	1331,25
Erhöhung Marktbereich	70	120
Einsenkung Marktbereich	70	120
Einsenkung KWK-Strom*	881,25	1331,25
PST-Stufung	10€/Stufe	10€/Stufe
	PL/CZ: 100€/Stufe	PL/CZ: 100€/Stufe

# Überblick der Strafkosten (V)

Strafkosten der aktuellen Netzreserve und andere Optimierungsvariable

Ranking Netzreserve	Berücksichtigt		Energieträger	BNA-Nummer	ÜNB ID	Strafkosten in BA22 t+1 Basis & t+2 [€/MWh]	Strafkosten in BA22 t+1 BP-Sensi [€/MWh]	Kommentar
	t+1	t+2						
Altbach HKW1	x	x	Steinkohle	BNA0020	4040	512	591	
Bexbach	x	x	Steinkohle	BNA0093	7040	471	547	
Daxlanden RDK4	x	x	Erdgas	BNA0514	4004 & 4005	496	574	
GKM 7	x	x	Steinkohle	BNA0645	4026	557 <sup>(1)</sup>	604 <sup>(1)</sup>	Wartungsbedingte Minderleistung in t+1
GKM 7 M	x	x	Steinkohle	BNA0645	4028	567 <sup>(1)</sup>	614 <sup>(1)</sup>	
GTKW Darmstadt	x	x	Erdgas	BNA1487	7921	371	440	
Heilbronn 5	x	x	Steinkohle	BNA0432	4047	557 <sup>(1)</sup>	640 <sup>(1)</sup>	
Heilbronn 6	x	x	Steinkohle	BNA0433	4046	567 <sup>(1)</sup>	650 <sup>(1)</sup>	
Ingolstadt Block 3	x	x	Mineralölprodukte	BNA0378	2028	474 <sup>(1)</sup>	551 <sup>(1)</sup>	
Ingolstadt Block 4	x	x	Mineralölprodukte	BNA0379	2029	484 <sup>(1)</sup>	561 <sup>(1)</sup>	
KMW 2	x	x	Erdgas	BNA0627	7814a	595	680	
Marbach GT3	x	x	Mineralölprodukte	BNA0648	4051	416 <sup>(1)</sup>	499 <sup>(1)</sup>	
Staudinger Block 4	x	x	Erdgas	BNA0374	2041	479	551	In t+2 Strafkosten 474 €/MWh wegen Strafkosten-Spreizung <sup>(1)</sup> zu Staudinger 5
UPM Schongau	x	x	Erdgas	BNA1248a	7997	620	707	
Weither C	x	x	Steinkohle	BNA0820	7614	504	583	
Irsching Block 3	x		Mineralölprodukte	BNA0993	2031	496	574	Auslaufende immissionsschutz-rechtliche Genehmigung (31.12.2023);
Marbach GT2	x		Mineralölprodukte	BNA0647	4050	426 <sup>(1)</sup>	489 <sup>(1)</sup>	
Marbach DT3	x		Mineralölprodukte	BNA0649	4012	446	520	Aufgrund von Personalmangel ab 04/2023 nicht mehr verfügbar
Walheim 2	x		Steinkohle	BNA1006	4052	562	645	
Walheim 1	x		Steinkohle	BNA1005	4048	571	654	

<sup>(1)</sup> 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.

# Überblick der Strafkosten (VI)

Strafkosten der potenziellen Netzreserve-KW der 3. & 4. Ausschreibungsrunde und der Kapazitätsreserve

Potenzielle Netzreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P <sub>max</sub> [MW]	Strafkosten in BA22 t+1 Basis & t+2 [€/MWh]	Strafkosten in BA22 t+1 BP-Sensi [€/MWh]	Aus-schreibungs-runde	Kommentar
	t+1	t+2								
Bergkamen A	x	x	Steinkohle	BNA0067	7027	717	487	565	3	
Völklingen - MKV	x	x	Steinkohle	BNA0998	7162	179	487	565	3	
Völklingen - HKV	x	x	Steinkohle	BNA0999	7161	211	637	725	3	
Farge	x	x	Steinkohle	BNA0147	2024	350	487	565	3	
Mari 1	x	x	Steinkohle + Sonstige	BNA0660; BNA0662b	7089; 7937	Σ225,1	637; 695	725; 787	3	
Scholven C	x	x		BNA0331	7494	345	496	574	3	
Venator HKW – Block 1			Braunkohle	BNA1451	7726	-	-	-	3	< 50 MW
Henkel - Anlage 80			Erdgas	BNA1336	7706	-	-	-	3	Als Erdgas-KW im Markt
Sappi Stockstadt - HKW			Erdgas	BNA0926b	7806	-	-	-	3	Als Erdgas-KW im Markt
Stadtwerke Ulm- HKW			Steinkohle	BNA1405a	7140	-	-	-	3	< 50 MW
Smurfit Kappa Zülpich Papier - K06			Erdgas	BNA1097	7940	-	-	-	3	Als Erdgas-KW im Markt
Staudinger 5		x	Steinkohle	BNA0377	2042	510	489	-	4	Spreizung <sup>(1)</sup>
HKW Euskirchen			Erdgas	BNA1141	7947	-	-	-	4	Als Erdgas-KW im Markt
HKW Könnern - Block 1			Erdgas	BNA1185	8547a	-	-	-	4	Als Erdgas-KW im Markt

Kapazitätsreserve	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P <sub>max</sub> [MW]	Strafkosten in BA22 t+1 Basis & t+2 [€/MWh]	Strafkosten in BA22 t+1 BP-Sensi [€/MWh]
	t+1	t+2						
Ahrensfelde A/B	x	x	Erdgas	BNA0005; BNA0006	8333; 8334	60	484; 486 <sup>(1)</sup>	561; 563 <sup>(1)</sup>
Ahrensfelde C/D	x	x	Erdgas	BNA0007; BNA0008	8335; 8336	60	488; 490 <sup>(1)</sup>	567; 569 <sup>(1)</sup>
Thyrow A/B	x	x	Erdgas	BNA0738; BNA0739	8348; 8349	60	483; 485 <sup>(1)</sup>	560; 562 <sup>(1)</sup>
Thyrow C/D/E	x	x	Erdgas	BNA0740; BNA0741; BNA0734	8350; 8351; 8344	90	487; 489; 491 <sup>(1)</sup>	565; 568; 570 <sup>(1)</sup>
Landesbergen Gas	x	x	Erdgas	BNA0574a	2037	56	479	556
Emden Gas	x	x	Biogas	BNA0245a	2107a	50	479	556
Gersteinwerk F1/F2	x	x	Erdgas	BNA1039 ; BNA1044	7194; 7994	340	491 <sup>(1)</sup>	569 <sup>(1)</sup>
Gersteinwerk G1/G2	x	x	Erdgas	BNA1040 ; BNA1045	7195; 7995	340	501 <sup>(1)</sup>	579 <sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> 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.

# Potenzial Redispatch 2.0 in der BA2022

KW-Typ	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	RD-Potenzial	Bemerkungen
Konventionelle Anlagen > 10 MW	X (gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		Ggfs. Wärmekopplung	Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Konventionelle Anlagen + KWK < 10 MW		X (gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)	Überwiegend wärmegeführte GD- BHKW	Gegeben über VNB-Cluster	0	Keine Kenntnis über Potenziale wegen techn. Restriktionen; Prognose-/ Datenqualität der VNB unsicher
WKA	X	X	./.	Gegeben / Gegeben über VNB-Cluster	Status Quo (100%)	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
PV > 100 kW	X	X	./.	Gegeben / Gegeben über VNB-Cluster	Status Quo (100%)	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
Biomasse > 100 kW	X (> 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		./.	Gegeben	0	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Biomasse > 100 kW		X (< 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)	./.	Gegeben über VNB-Cluster	0	Keine Kenntnis über Potenziale; Prognose-/ Datenqualität der VNB unsicher
Laufwasser > 100 kW	X (> 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		./.	Gegeben	0	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Laufwasser > 100 kW		X (< 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)	./.	Gegeben über VNB-Cluster	0	Keine Kenntnis über Potenziale; Prognose-/ Datenqualität der VNB unsicher

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 6. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

***Netzausbaumaßnahmen***

---

*Freisaltplanung*

---

# Allgemeines

## Netztopologie - Eckpunkte

- **Zeithorizonte:**
  - t+1 (2022/23):
    - Realisierung der Netzausbaumaßnahmen bis 01.10.2022
  - t+2 (2023/24):
    - Realisierung der Netzausbaumaßnahmen bis 01.10.2023
  
- Es handelt sich bei den in der BA2022 angenommenen IBN-Daten um eine realistische Abschätzung.

# Netzausbaumaßnahmen DE

## BBPIG-Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	BBP-Nr.	BA22 t+1	BA22 t+2
TTG-P24	M71a	Stade - Dollern Abschnitt 1		Leitung	7	x	x
TTG-P25	M43	Heide/West - Husum/Nord		Leitung	8	x	x
TTG-P25	M44	Husum/Nord - Klixbüll		Leitung	8		
TTG-P25	M45	Klixbüll - Endrup (DK)	x	Leitung	8		
P34	M22a	Stendal/West - Wolmirstedt		Leitung	39	x	x
P34	M22b	Parchim/Süd - Perleberg		Leitung	39		
P34	M22a	Perleberg - Stendal/West		Leitung	39		x
P34	M22c	Güstrow - Parchim/Süd		Leitung	39		
P36	M21	Bertikow - Pasewalk		Leitung	11		
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf		Leitung	14		
P46	M56	Mechlenreuth - Redwitz		Leitung	18		x
P46	M56	Etzenricht - Mechlenreuth		Leitung	18		
P46	M56	Schwandorf - Etzenricht		Leitung	18		
P52	M93	Punkt Rommelsbach - Herberlingen		Leitung	24	x	x
P52	M95	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen		Leitung	25		
P65	M98	Oberzier - Bundesgrenze (BE)	x	Leitung	30	x	x
P66	M101	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde		Leitung	31	x	x
P67	M102	Simbach - Sankt Peter (AT)	x	Leitung	32		
P67	M103	Altheim - Sankt Peter (AT)		Leitung	32		
P68	M108	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	x	Leitung	33	x	x
P69	M105	Emden/Ost - Conneforde		Leitung	34		x
TNG-P70		Birkenfeld		Leitung	35		x
TNG-P179	M650	Kork		Anlage			
P118	M207	Borken - Mecklar		Leitung	43		
P151	M353	Borken - Twistetal		Leitung	45		
P185	M420	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen		Leitung	46	x	x
P38	M27a-c	Pulgar – Vieselbach		Leitung	13		
P33	M24a2	Wolmirstedt – Landesgrenze ST/NI (Mast 6)		Leitung	10	x	x

# Netzausbaumaßnahmen DE

## EnLAG-Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	EnLAG-Nr.	BA22 t+1	BA22 t+2
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow		Leitung	3	-**	-**
50HzT-007	M50HzT-007a	Neuenhagen - Hennigsdorf - Wustermark		Leitung	11		x***
AMP-001	M001	Wehrendorf - St. Hülfe		Leitung	2		
AMP-009	M009	Niederrhein - Punkt Meppen		Leitung	5		
TTG-007	M-TTG-007a	Punkt Meppen - Dörpen/West		Leitung	5		
AMP-010	M010j	Hesseln - Gütersloh		Leitung	16	x	x
AMP-014	M014	Osterath - Rommerskirchen		Leitung	15		
AMP-018	M018	Rommerskirchen - Sechtem		Leitung	15		
AMP-022	M022	Kruckel - Garenfeld		Leitung	19	x	x
AMP-022	M022	Landesgrenze NW/RP - Eiserfeld		Leitung	19		x
AMP-022	M022	Landesgrenze NW/RP - Dauersberg		Leitung	19		x
TTG-009	M-TTG-009a	Ganderkesee - St. Hülfe		Leitung	2		
TTG-006		Lamspringe - Hardeggen		Leitung	6		x
TTG-006		Wahle - Lamspringe		Leitung	6		x
TTG-006		Hardeggen - Mecklar		Leitung	6		

\*\*Im Sinne einer konservativen Planung kann aufgrund des Klageverfahrens aktuell nicht von einer IBN in 2023 ausgegangen werden. (Projekt wird deshalb für t+1 und t+2 nicht berücksichtigt).

\*\*\* temporärer 220-kV-Betrieb

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Netzoptimierungs-Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	BA22 t+1	BA22 t+2
TTG-021	M519	Stadorf TCSC		Anlage		x
P310	M485	Bürstadt-Kühmoos		Leitung		
P324	M512	Witten-Hattingen		Leitung		
P345	M556	PST Hamburg/Ost		Anlage		x
P346	M557	Lastflusssteuernde Maßnahme in Hanekenfähr		Anlage		
P347	M558	Lastflusssteuernde Maßnahme in Oberzier		Anlage		
TTG-021	M559	PST Krempmarch (ehm. Wilster/West)		Anlage		
TTG-021	M560	PST Würgau		Anlage		x
P350	M561	PST Pulverdingen		Anlage		
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf Sued - Ottenhofen		Anlage		
50HzT-P450	M683	Netzoptimierung Ragow – Streumen		Anlage	x	x
50HzT-P128	M213	3. und 4. PST Vierraden		Anlage		***

\*\*\*Im Sinne einer konservativen Planung kann aufgrund des Klageverfahrens aktuell nicht von einer IBN in 2023 ausgegangen werden. (Projekt wird deshalb für t+1 und t+2 nicht berücksichtigt).

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Sonstige Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	BA22 t+1	BA22 t+2
50HzT-003	M50HzT-003c	2. Einschleifung Vierraden		Leitung	-*	-*
AMP-028	M028	KW Herne		Anlage	x	x
AMP-100		ABN Trier		Anlage		
AMP-102		LU-Einschleifung Flebour		Anlage	x	x
AMP-107		Scholven		Anlage		
AMP-108		GuD Scholven		Anlage	x	x
AMP-109		KW Leipzig		Anlage	x	x
P47a	M64	Kriftel-Farbwerke Höchst-Süd		Leitung		
P109	M224	Rommersheim (Prüm)		Anlage	x	x
P154	M356	Siegburg		Anlage		
P158	M360	Mettmann		Anlage		x
P407	M639	Bischofsheim		Anlage		
P407	M667	Herbertingen		Anlage		x
P460	M687	Buescherhof		Leitung		
P462	M689	Siersdorf und Zukunft		Anlage		
P463	M690	St. Peter		Anlage		
P464	M691	Saarland		Anlage		
TTG-P115	M205	Mehrum		Anlage	x	x
P23	M355	Alfstedt		Anlage		x

\*Im Sinne einer konservativen Planung kann aufgrund des Klageverfahrens aktuell nicht von einer IBN in 2022/23 ausgegangen werden. (Projekt wird deshalb für t+1 und t+2 nicht berücksichtigt).

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Blindleistungsbetriebsmittel TNG

ÜNB	Anlagentyp	Leistung [Mvar]	Standort	Spannungsebene [kV]	BA22 t+1	BA22 t+2
TNG	Drossel	100	Eichstetten	30	x	x
TNG	Drossel	100	Kühmoos	30	x	x
TNG	Drossel	100	Kühmoos	30		x
TNG	Drossel	100	Hüffenhardt	110	x	x
TNG	Drossel	250	Bruchsal-Kändelweg	380	x	x
TNG	Drossel	250	Obermooweiler	380	x	x
TNG	Drossel	250	Neckarwestheim	380		x
TNG	Drossel	70	Weier	220	x	x

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Blindleistungsbetriebsmittel TTG

ÜNB	Anlagentyp	Leistung [Mvar]	Standort	Spannungsebene [kV]	BA22 t+1	BA22 t+2
TTG	Spule	120	UW Giessen/N	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Stade/West	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Conneforde	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Schwandorf	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Twistetal	380	x	x
TTG	Spule	240	UW Etzenricht	380	x	x
TTG	Spule	240	UW Ottenhofen	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Stadorf	380	x	x
TTG	Spule	120	UW Ganderkesee	380		x
TTG	Spule	120	UW Ganderkesee	380		x
TTG	Kondensator	200	UW Bergrheinfeld West	380		x
TTG	Spule	120	UW Würigassen	380		x
TTG	Spule	120	UW Altheim	380		x
TTG	Spule	120	UW Conneforde	380		x
TTG	Spule	120	UW Dollem	380		x
TTG	Spule	120	UW Eickum	380		x
TTG	Spule	120	UW Hardeggen	380		x*
TTG	Spule	120	UW Hardeggen	380		x*
TTG	Spule	120	UW Husum/Nord	380		x
TTG	Kondensator	300	UW Lamspringe	380		x*
TTG	Spule	120	UW Lamspringe	380		x*
TTG	Spule	120	UW Lamspringe	380		x*
TTG	Spule	120	UW Mechlenreuth	380		x
TTG	Kondensator	200	UW Schwandorf	380		x
TTG	Spule	120	UW Unterweser	380		x

\*Inbetriebnahme erst möglich, wenn  
Leitungsprojekt Wahle – Lamspringe  
abgeschlossen ist

# Netzausbaumaßnahmen DE

Blindleistungsbetriebsmittel Amprion

ÜNB	Anlagentyp	Leistung [Mvar]	Standort	Spannungsebene [kV]	BA22 t+1	BA22 t+2
AMP	MSCDN	300	Vöhringen	380	x	x

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 6. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

*Netzausbaumaßnahmen*

---

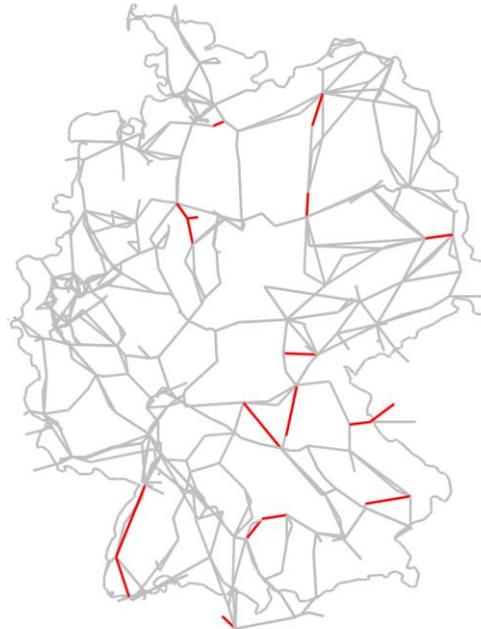
*Freischaltplanung*

---

# Freischaltpfung in der Grenzsituation

t+1

Freigeschaltete Betriebsmittel in Deutschland	Netzelement	Spannungsebene
Parchim/Süd - Güstrow 321	Stromkreis	220 kV
Hamburg/Ost - Hamburg/Süd 972	Stromkreis	380 kV
Wolmirstedt T403	Transformator	380/220 kV
Vöhringen – Gundelfingen (Günzburg Süd)	Stromkreis	380 kV
Kriegenbrunn - Redwitz 432	Stromkreis	380 kV
Isar - Pleinting 451	Stromkreis	380 kV
Grafenrheinfeld - Raitersaich 433	Stromkreis	380 kV
Hradec (CZ)-Etzenricht 441	Stromkreis	380 kV
Grohnde - Landesbergen 1	Stromkreis	380 kV
Hannover West - Landesbergen 3	Stromkreis	220 kV
Stendal/West - Wolmirstedt 487	Stromkreis	380 kV
Altenfeld - Remptendorf 463	Stromkreis	380 kV
Ragow - Preilack 539	Stromkreis	380 kV
Meitingen – Gundelfingen (Meitingen Nord)	Stromkreis	380 kV
Daxlanden – Kühmoos (Rheingraben)	Stromkreis	380 kV
Walgau-Bürs orange 405A	Stromkreis	220 kV



Freigeschaltete Betriebsmittel im Ausland	Netzelement	Spannungsebene
Bisamberg-Sokolnice 1 (AT-CZ)	Stromkreis	220 kV
Bisamberg-Sokolnice 2 (AT-CZ)	Stromkreis	220 kV
Babylon-Výškov V450 (CZ)	Stromkreis	380 kV
Sokolnice-Senica (CZ)	Stromkreis	220 kV
V418 Otrokovice-Prosenice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Albrechtice-Dobrzen (CZ)	Stromkreis	380 kV
Walgau-Bürs orange 405A (AT)	Stromkreis	220 kV
Hausruck - Aschach, 203B (AT)	Stromkreis	220 kV
Hernani-Argia (FR)	Stromkreis	380 kV
AT 762 de Cazaril (FR)	Transformator	380/220 kV
Houdreville - Logelbach (FR)	Stromkreis	380 kV
AT 761 de Vigy (FR)	Transformator	380/220 kV
Albertville - Chavanod (FR)	Stromkreis	220 kV
Meerhout - Van Eyck (BE)	Stromkreis	380 kV
Bitsch-Mörel (CH)	Stromkreis	220 kV
Chippis-Mörel/Stalden (CH)	Stromkreis	220 kV
Albrechtice-Dobrzen (PL)	Stromkreis	380 kV
Chamoson-Chippis (CH)	Stromkreis	220 kV
Krimpen a/d IJssel-Geertruidenberg wit (NL)	Stromkreis	380 kV

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. **Identifikation der Grenzsituation**
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 7. Identifikation der Grenzsituation

---

*Grenzsituation t+1*

---

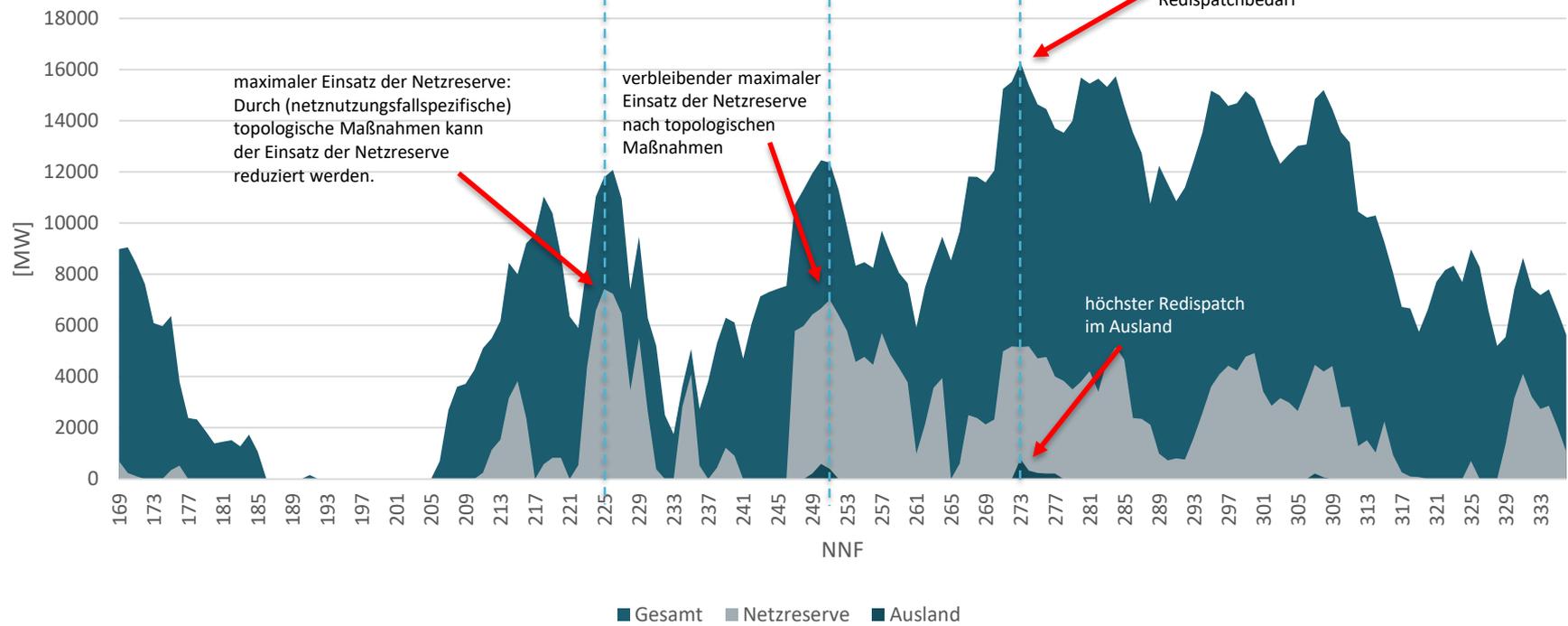
*Grenzsituation t+2*

---

# Identifikation der Grenzsituation in t+1 (Basis)

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)

Beide **kritische Situationen** mit hohen Nord-Süd Flüssen werden weiter untersucht



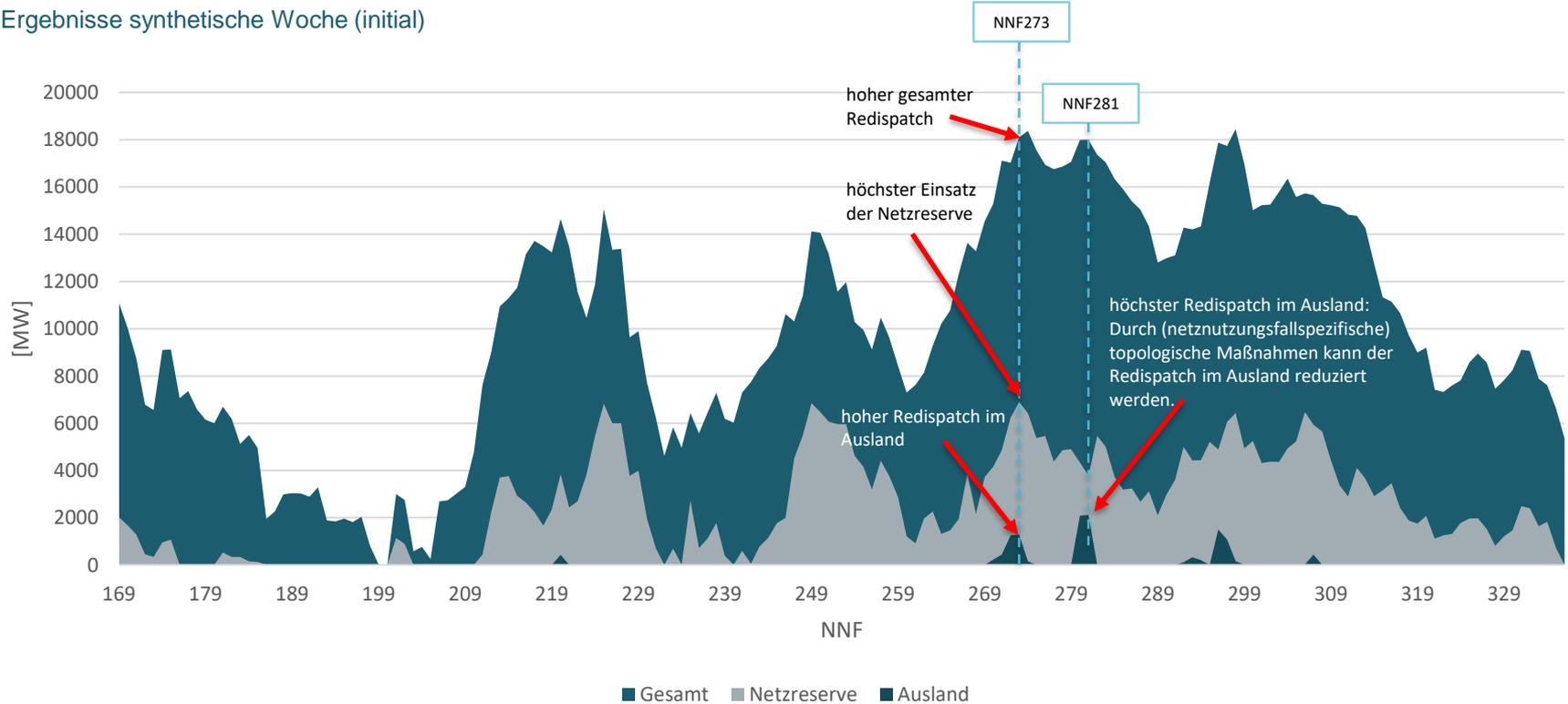
# Identifikation der Grenzsituation in t+1 (Basis)

Auswertung Synthetische Woche (initial)

- NNF251
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF251
  - Alle derzeit kontrahierten Netzreserve-KW werden in diesem NNF eingesetzt (5,6 GW)
  - Zusätzlich werden potenziellen Netzreserve-KW der 3. Ausschreibungsrunde eingesetzt
- NNF273
  - Im NNF273 können aufgrund von Engpässen im Frankfurter Raum nicht alle Netzreserve-Kraftwerke eingesetzt werden (4,6 GW)
  - Zusätzlich werden potenzielle Netzreserve-KW der 3. Ausschreibungsrunde und positives RD-Potenzial im Ausland eingesetzt
- NNF225
  - In NNF281 ebenfalls einen sehr hohen Einsatz von Netzreserve-KW
  - Durch (netznutzungsfallspezifische) topologische Maßnahmen kann der Redispatch im Ausland reduziert werden, so dass dieser NNF im folgenden nicht weiter analysiert wird

# Identifikation der Grenzsituation in t+1 (BP-Sensi)

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)



# Identifikation der Grenzsituation in t+1 (BP-Sensi)

Auswertung Synthetische Woche (initial)

- NNF273
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF273
  - Alle derzeit kontrahierten Netzreserve-KW werden in diesem NNF eingesetzt (5,6 GW)
  - Zusätzlich werden potenziellen Netzreserve-KW der 3. Ausschreibungsrunde eingesetzt
- NNF281
  - In NNF281 zeigt den höchsten Redispatch im Ausland
  - Durch (netznutzungsfallspezifische) topologische Maßnahmen kann der Redispatch im Ausland reduziert werden, so dass dieser NNF im folgenden nicht weiter analysiert wird

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 7. Identifikation der Grenzsituation

---

*Grenzsituation t+1*

---

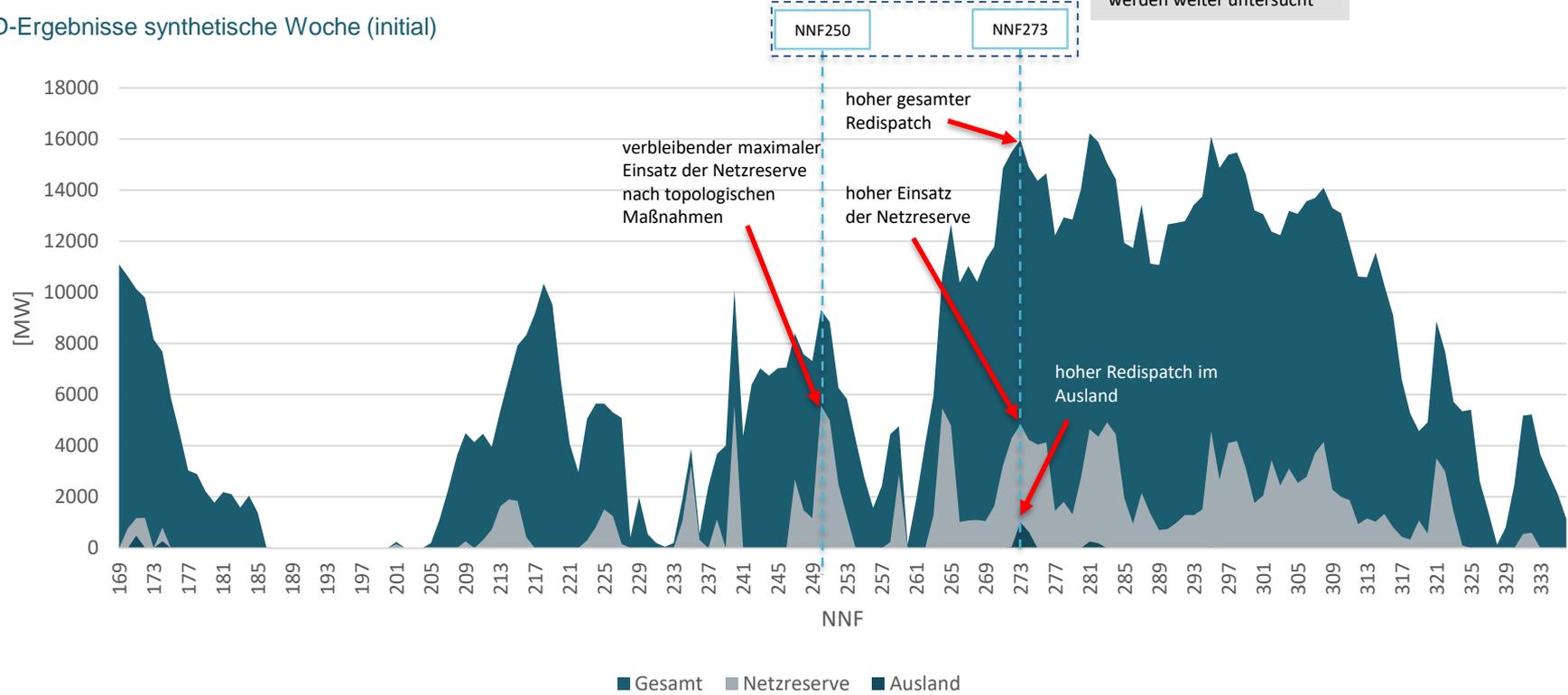
*Grenzsituation t+2*

---

# Identifikation der Grenzsituation in t+2

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)

Beide **kritische Situationen** mit hohen Nord-Süd Flüssen werden weiter untersucht



# Identifikation der Grenzsituation in t+2

Auswertung Synthetische Woche (initial)

- NNF250
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF250
  - Alle in t+2 verfügbaren bestehenden Netzreserve-KW werden in diesem NNF eingesetzt (4,6 GW)
  - Zusätzlich werden potenzielle Netzreserve-KW der 3. & 4. Ausschreibungsrunde eingesetzt
- NNF273
  - Im NNF273 können aufgrund von Engpässen im Frankfurter Raum nicht alle Netzreserve-Kraftwerke eingesetzt werden (3,9 GW)
  - Zusätzlich werden potenziellen Netzreserve-KW der 3. Ausschreibungsrunde und positives RD-Potenzial im Ausland eingesetzt

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. **Marktsimulation**
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 8. Marktsimulation

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+2*

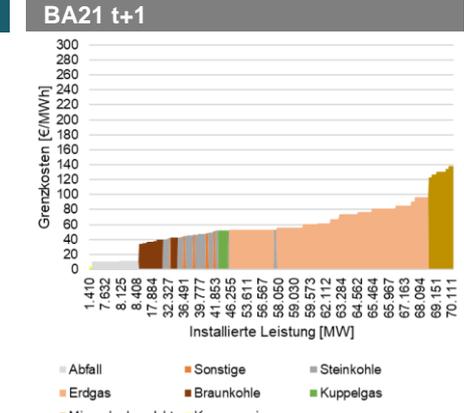
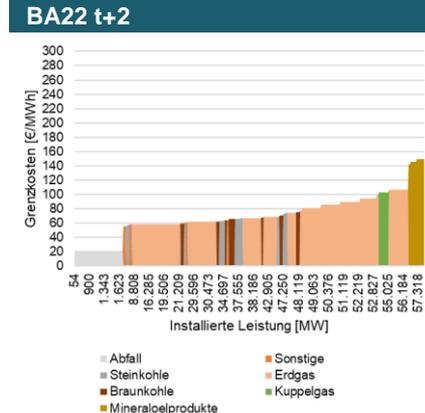
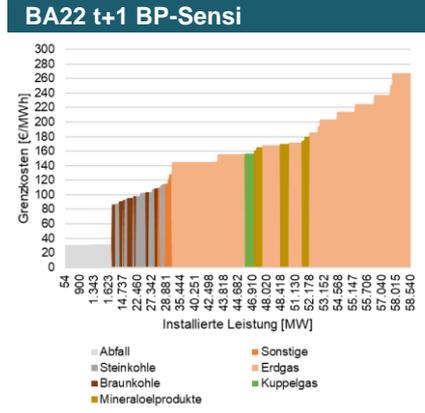
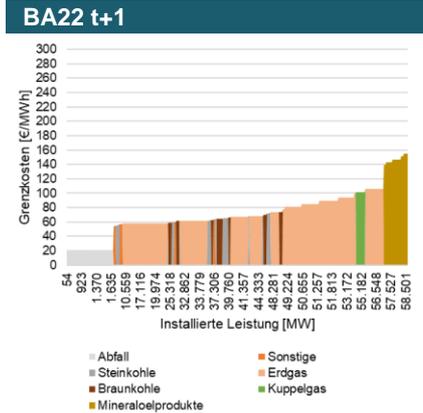
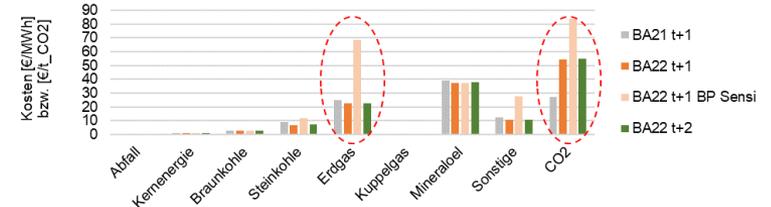
---

*Jahreslauf t+2*

---

# Marktsimulation

## Merit Order DE



- Die im **(t+1)-Zeithorizont** gegenüber der BA21 angenommene CO<sub>2</sub>-Preiserhöhung resultiert bei gleichzeitigem Kernenergieausstieg und voranschreitendem Kohleausstieg vermehrt in der Platzierung von Erdgas-Kraftwerken im vorderen Bereich der Merit Order
- Der im Rahmen der **Brennstoffpreis-Sensitivität (BP-Sensi)** zusätzlich deutlich erhöhte Erdgaspreis überkompensiert die nochmals gesteigerte CO<sub>2</sub>-Preissannahme und führt in Folge sowohl zu einem höheren Grenzkostenniveau als auch der Platzierung CO<sub>2</sub>-intensiver Technologien (Steinkohle, Braunkohle) im vorderen Bereich der Merit Order
- Die Platzierung der Kraftwerkstechnologien im **(t+2)-Zeithorizont** zeigt keine signifikanten Unterschiede zum (t+1)-Szenario

# Marktsimulation

Brennstoffpreis-Sensitivität wird für die Bedarfsermittlung des Zeitraums 2022/23 zugrunde gelegt

- In der **Basisrechnung für den Zeitraum 2022/23** wurden Annahmen aus Studien als Grundlage der Brennstoffpreise verwendet, die letztlich von der Realität an den Energiemärkten eingeholt wurden.
- Die **Preissteigerungen am Energiemarkt im Herbst und Winter 2021/2022** haben die Berücksichtigung einer entsprechenden **Brennstoffpreissensitivität** für den Zeitraum 2022/23 erforderlich gemacht.
- In dieser Sensitivität wurde die deutliche **Preissteigerung für Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionen** an den Großhandelsmärkten berücksichtigt. Das Marktmodellergebnis dieser Sensitivität spiegelt in Bezug auf den konventionellen Kraftwerkseinsatz und der Preisstruktur am europäischen Strommarkt die aktuelle Situation im Winter 2021/2022 wider.
- Die brisante politische Entwicklung und die Lage an den Energiemärkten lässt auf keine kurzfristige Entspannung des Preisniveaus hoffen.
- **Die Brennstoffpreissensitivität stellt somit gemäß Stand Dezember 2021 für den Winter 2022/23 eine realistische Einschätzung dar und wird deshalb für die Bestimmung der Netzreservekapazitäten herangezogen. Neueste Entwicklungen im Rahmen des Russland-Ukraine-Kriegs sind hierbei nicht berücksichtigt.**

		BA21 t+1		BA22 t+1		BA22 t+1 BP-Sensi		BA22 t+2	
<b>CO<sub>2</sub>-Preis</b>	<b>Gas-Preis</b>	27 €/t <sub>CO2</sub>	25 €/MWh	54 €/t <sub>CO2</sub>	23 €/MWh	84 €/t <sub>CO2</sub>	68 €/MWh	55 €/t <sub>CO2</sub>	23 €/MWh
<b>Handelssaldo DE</b>		+75,1 TWh		-11,8 TWh		+2,7 TWh		+1,5 TWh	
<b>Strompreis DE / Europa</b>		41 €/MWh / 47 €/MWh		54 €/MWh / 59 €/MWh		108 €/MWh / 113 €/MWh		56 €/MWh / 60 €/MWh	
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen DE/ Europa</b>		247 Mio. t / 867 Mio. t		159 Mio. t / 613 Mio. t		208 Mio. t / 781 Mio. t		159 Mio. t / 622 Mio. t	
<b>max. N-S-Transportaufgabe</b>		28,2 GW		27,1 GW		29 GW		28,9 GW	

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 8. Marktsimulation

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+2*

---

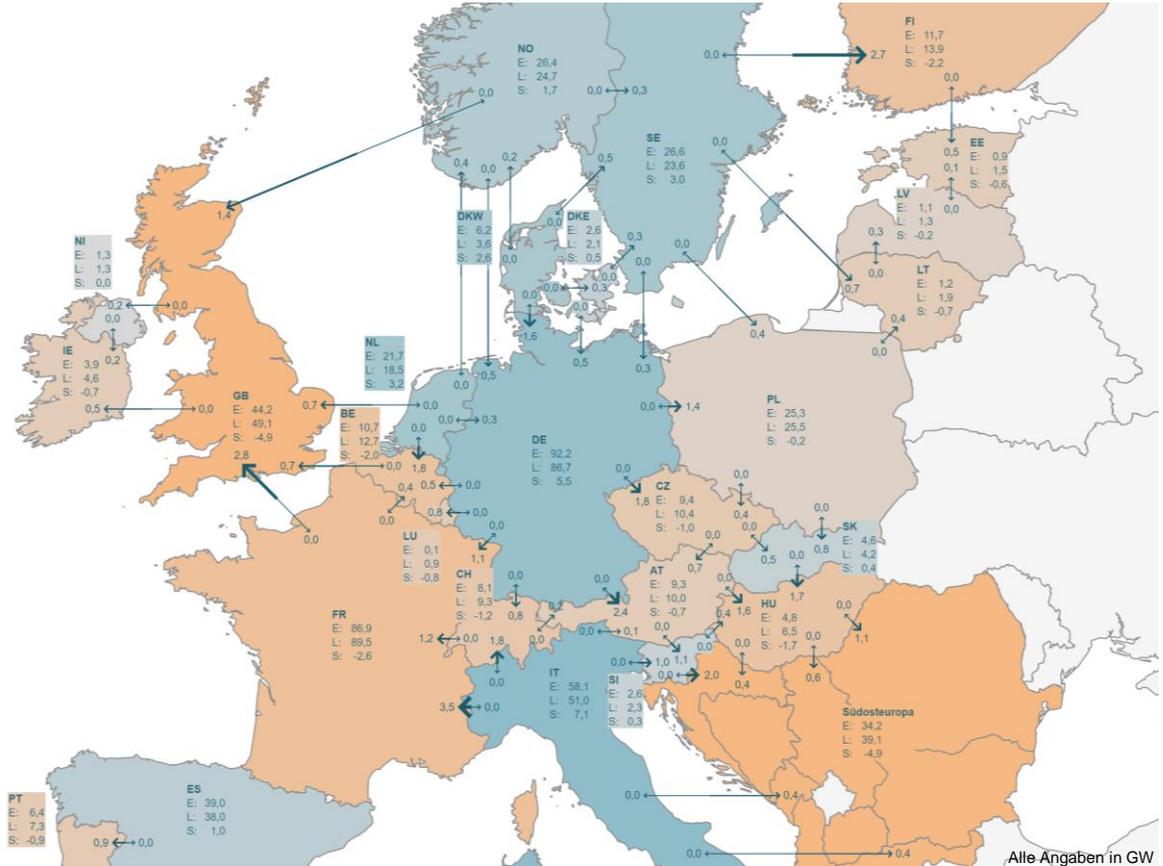
*Jahreslauf t+2*

---

# Grenzsituation t+1

Handelssituation in Europa | NNF 251

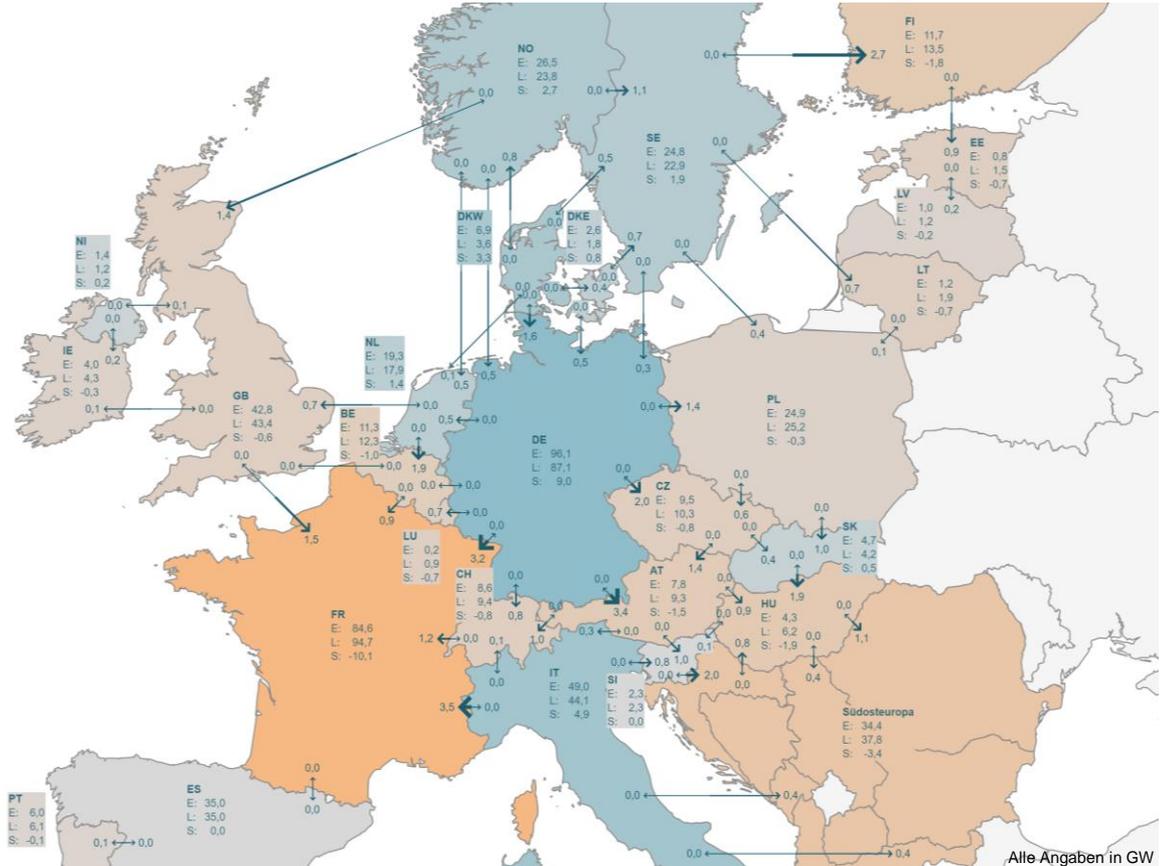
- DE mit **Exportsaldo** von 5,5 GW
- **Import** aus skandinavischen Nachbarländern sowie NL bei deutlichem **Export** in alle übrigen Nachbarländer
- Ausgeprägte **Starklasts**ituation bei insgesamt **hoher inländischer Erzeugung**



# Grenzsituation t+1

Handelssituation in Europa | NNF 273

- DE mit **Exportsaldo** von 9 GW
- **Import** aus skandinavischen Nachbarländern bei deutlichem **Export** in alle übrigen Nachbarländer
- Ausgeprägte **Starklasts**ituation bei insgesamt **hoher inländischer Erzeugung**

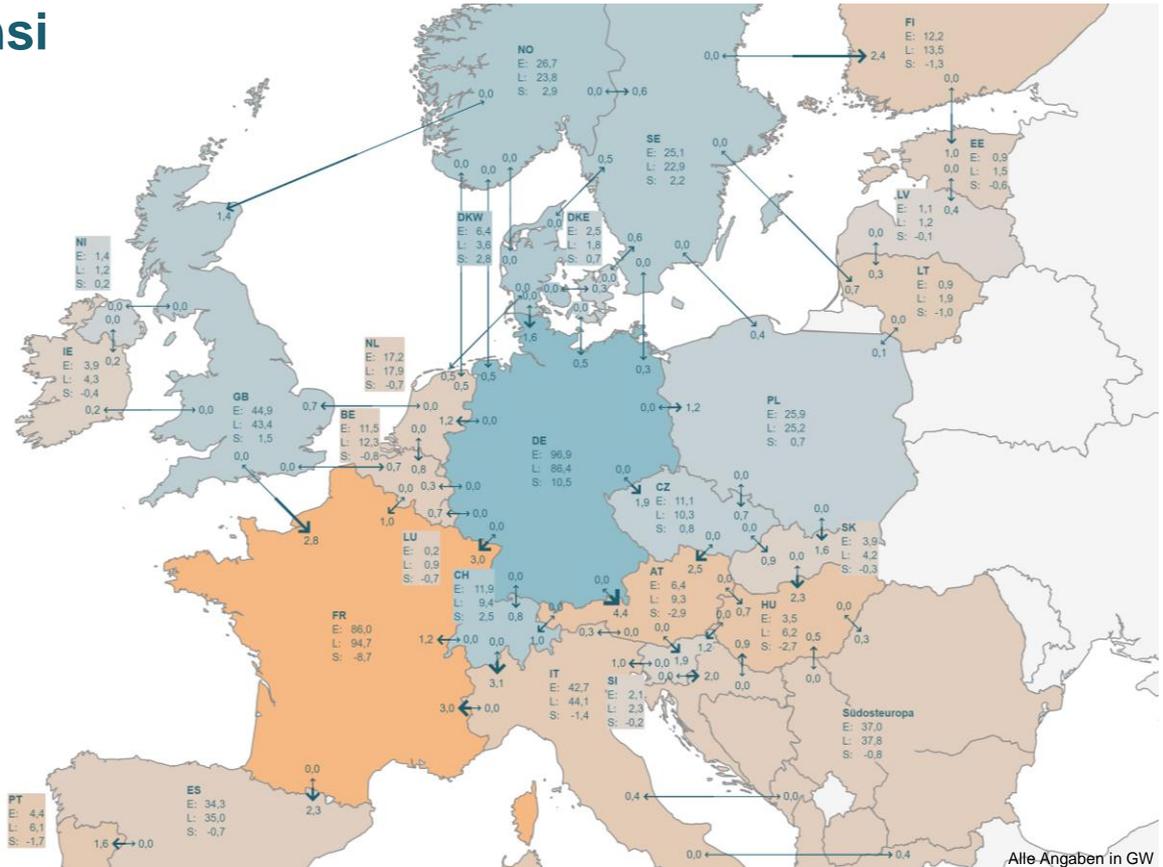


Alle Angaben in GW

# Grenzsituation t+1 BP-Sensi

Handelssituation in Europa | NNF 273

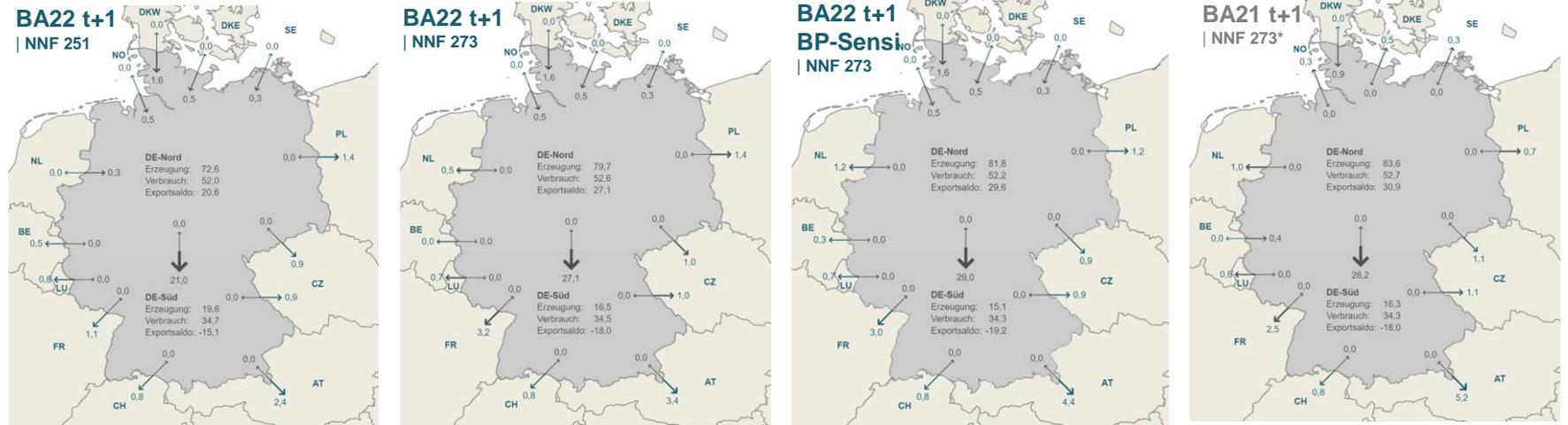
- DE mit **Exportsaldo** von 10,5 GW
- **Import** aus skandinavischen Nachbarländern bei deutlichem **Export** in alle übrigen Nachbarländer
- Ausgeprägte **Starklastsituation** bei insgesamt **hoher inländischer Erzeugung**
- Eher geringe Auswirkungen der **BP-Sensi** auf die Handelssituation infolge der Betrachtung einer **Starkwind-Starklast-Situation**



Alle Angaben in GW

# Grenzsituation t+1 Basis und BP-Sensi

Vergleich Im- und Exportsituation mit BA21



Alle Angaben in GW

- Der **große Anteil von Windenergie** an der Gesamterzeugung (in NNF 273 etwa 53%) führt bei gleichzeitig **starker Stromnachfrage** zu einer Situation mit hohen **Nord-Süd-Transportbedarfen**, **Importen** aus skandinavischen Nachbarländern sowie **ausgeprägten Exporten** in die übrigen Nachbarländer
- Unter den dargestellten auslegungsrelevanten NNF weist **NNF 273 der BP-Sensi** die **höchste Nord-Süd-Transportaufgabe** auf

\* Auslegungsrelevanter NNF in der BA21 t+1

# Grenzsituation t+1 Basis und BP-Sensi

Vergleich Erzeugungs- und Nachfragesituation DE mit BA21

Energiewerke [GW]	BA22 t+1   NNF 251			BA22 t+1   NNF 273			BA22 t+1 BP-Sensi   NNF273			BA21 t+1   NNF 273*		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Erzeugung Konventionell	35,9	11,5	47,4	27,0	9,9	36,9	28,3	8,3	36,6	32,7	9,8	42,6
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	1,9	5,8
Braunkohle	12,7	0,0	12,7	8,5	0,0	8,5	12,0	0,0	12,0	12,8	0,0	12,8
Steinkohle	5,4	3,8	9,1	4,8	3,4	8,2	5,4	3,5	8,8	5,2	3,0	8,2
Erdgas	12,1	5,0	17,1	8,1	3,7	11,8	5,3	2,2	7,5	5,3	2,5	7,8
Sonstige Thermische	2,3	0,7	3,0	2,3	0,7	3,0	2,2	0,7	2,8	2,2	0,7	2,9
KWK<10MW	3,5	2,0	5,5	3,4	2,0	5,4	3,4	2,0	5,4	3,2	1,9	5,1
Erzeugung Stromspeicher	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	1,0	0,2	1,2	1,4	0,4	1,8
Erzeugung Erneuerbare	36,7	8,1	44,8	52,5	6,6	59,1	52,5	6,6	59,1	49,5	6,1	55,5
Wind Onshore	24,9	0,8	25,7	40,8	2,4	43,2	40,8	2,4	43,2	38,6	2,3	40,9
Wind Offshore	6,7	0,0	6,7	7,6	0,0	7,6	7,6	0,0	7,6	7,0	0,0	7,0
Photovoltaik	1,1	3,5	4,6	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,4
Biomasse	3,6	1,9	5,5	3,6	1,9	5,5	3,6	1,9	5,5	3,2	1,7	5,0
Lauf- und Speicherwasser	0,2	1,8	2,0	0,3	1,8	2,0	0,3	1,8	2,0	0,2	1,6	1,8
Sonstige Erneuerbare	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,4
Erzeugung Gesamt	72,6	19,6	92,2	79,7	16,5	96,1	81,8	15,1	96,9	83,6	16,3	99,9
Bruttostromverbrauch	52,0	34,7	86,7	52,6	34,5	87,1	52,2	34,3	86,4	52,7	34,3	87,0
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preissensitive Lasten	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,2	0,4	0,6	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3
Konventionell	50,3	33,1	83,4	50,6	32,8	83,4	50,6	32,8	83,4	51,0	33,0	83,9
Wärmepumpen	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4	0,8	0,3	0,3	0,6
Netzverluste	0,9	0,6	1,5	1,3	0,8	2,1	0,9	0,6	1,5	1,2	0,8	2,0
Exportsaldo	20,5	-15,0	5,5	27,1	-18,0	9,0	29,7	-19,2	10,5	30,9	-18,0	12,9
Import (inkl. Nord-Süd)	3,3	21,0	24,3	2,9	27,1	30,0	2,9	29,0	31,9	1,2	28,2	29,4
Export (inkl. Nord-Süd)	23,8	6,0	29,8	30,0	9,1	39,1	32,6	9,8	42,4	32,1	10,2	42,3

- Das Erzeugungsportfolio in **NNF 273** ist insbesondere durch die hohe Einspeisung aus Windenergie geprägt
- NNF 251** weist hingegen (infolge der hier geringeren Windeinspeisung) einen größeren Einspeiseanteil konventioneller Kraftwerksleistung auf (insbesondere Erdgas)

\* Auslegungsrelevanter NNF in der BA21 t+1

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 8. Marktsimulation

---

*Grenzsituation t+1*

---

**Jahreslauf t+1**

---

*Grenzsituation t+2*

---

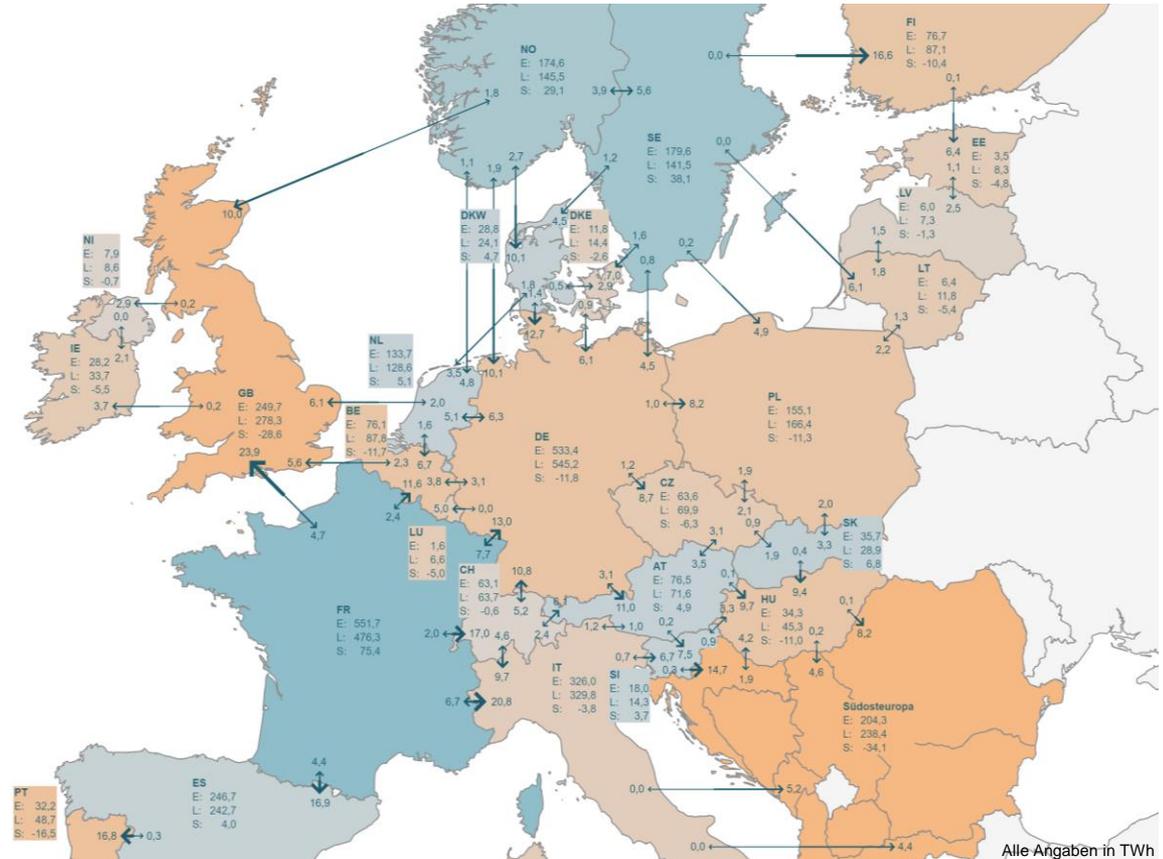
*Jahreslauf t+2*

---

# Jahreslauf t+1

## Handelssituation in Europa

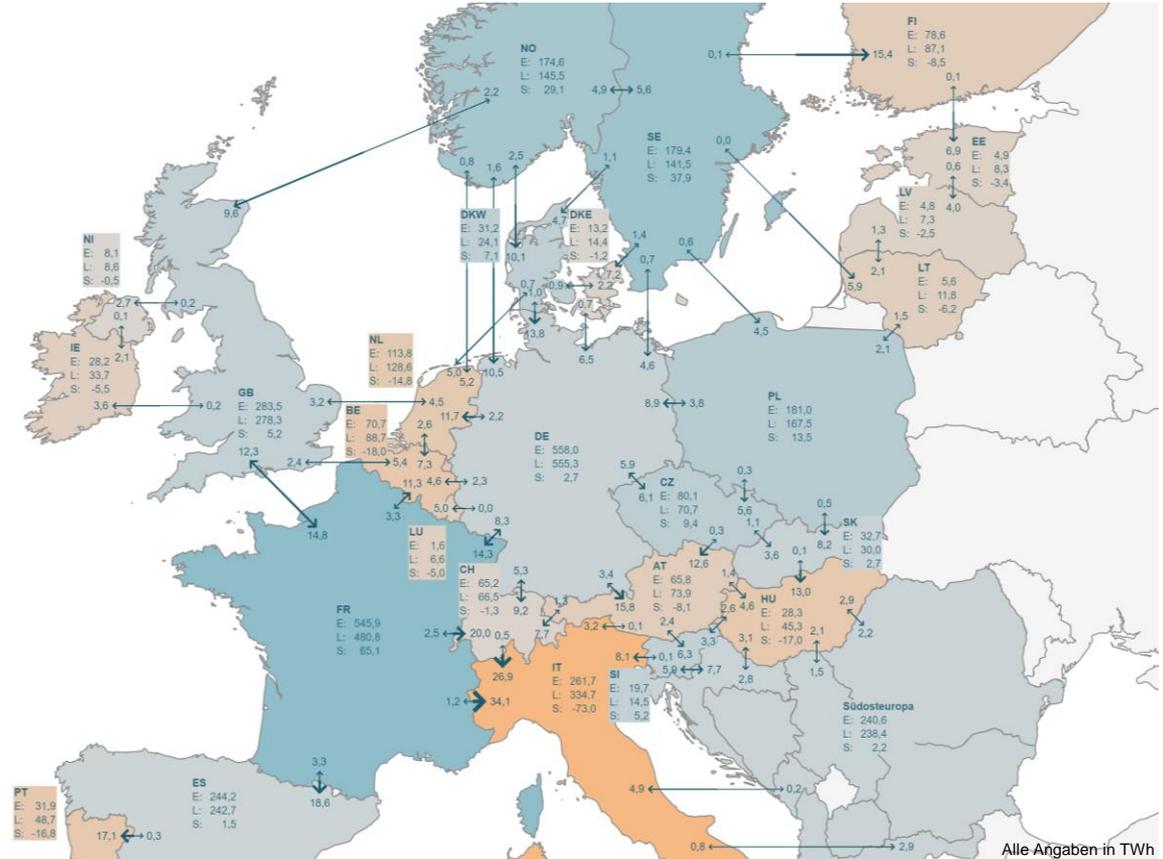
- Das im **(t+1)-Zeithorizont** angenommene Verhältnis des **CO<sub>2</sub>-Preises** zu den Brennstoffpreisen resultiert bei gleichzeitigem **Kernenergieausstieg** und **voranschreitendem Kohleausstieg** in einer erhöhten Einspeisung von Erdgaskraftwerken
- Vermehrt **Importe** aus NL (Erdgas) und FR (Erdgas und Kernenergie) sowie teils **Weitergabe** in Richtung PL und CZ (hier weniger Erzeugung aus Braun- und Steinkohle)
- **Nettoexport** in südöstliche Nachbarländer und **Nettoimport** aus skandinavischen Nachbarländern sowie NL, FR und CH
- DE ist **Nettostromimporteur**



# Jahreslauf t+1 BP-Sensi

## Handelssituation in Europa

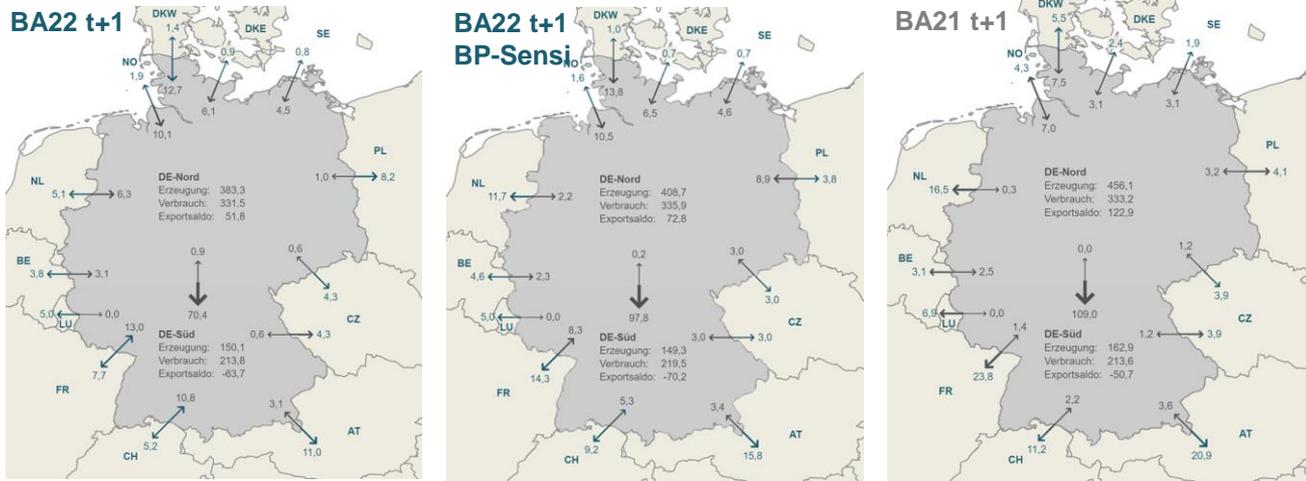
- Der in der **BP-Sensi** zusätzlich **deutlich erhöhte Erdgaspreis** überkompensiert die nochmals gesteigerte **CO<sub>2</sub>-Preisannahme** und führt in Folge zu geringerer Erzeugung in den von Erdgaskraftwerken geprägten Marktgebieten (z. B. NL, IT)
- Marktgebiete mit hohem Erzeugungsanteil an Braun- und Steinkohle erzeugen und exportieren wieder mehr im Vergleich zum (t+1)-Basisszenario
- DE ist **Nettostromexporteur**



Alle Angaben in TWh

# Jahreslauf t+1 Basis und BP-Sensi

Vergleich Im- und Exportsituation mit BA21



Alle Angaben in TWh

- Gegenüber dem (t+1)-Szenario der BA21 fällt die Nord-Süd-Transportaufgabe entlang des gewählten Breitengrades (50,4) insbesondere infolge **geringerer Einspeisung von Kohlekraftwerken** in **beiden Szenarien geringer** aus; wenngleich im Norden Deutschlands eine **erhöhte Windeinspeisung** (+18 TWh ggü. BA21 t+1) zu verzeichnen ist (s. nächste Folie)
- Im Vergleich zum (t+1)-Basisszenario steigt die innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe der **BP-Sensi** um 38% (26,7 TWh)

# Jahreslauf t+1 Basis und BP-Sensi

Vergleich Erzeugungs- und Nachfragesituation DE mit BA21

Energieremenge [TWh]	BA22 t+1			BA22 t+1 BP-Sensi			BA21 t+1		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Erzeugung Konventionell	178,6	68,8	247,4	202,0	64,5	266,6	273,2	85,5	358,7
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,3	19,0	47,3
Braunkohle	41,8	0,0	41,8	95,2	0,0	95,2	120,8	0,0	120,8
Steinkohle	28,6	22,8	51,4	37,1	32,6	69,7	45,2	33,3	78,5
Erdgas	71,4	29,2	100,6	32,8	15,2	48,0	41,5	17,1	58,6
Sonstige Thermische	16,2	4,9	21,1	16,3	4,9	21,3	17,9	4,9	22,8
KWK<10MW	20,6	11,8	32,4	20,6	11,8	32,4	19,5	11,2	30,7
Erzeugung Stromspeicher	1,5	2,8	4,3	3,5	6,2	9,6	2,8	4,7	7,5
Erzeugung Erneuerbare	203,2	78,5	281,7	203,2	78,5	281,8	180,1	72,7	252,8
Wind Onshore	102,9	13,2	116,1	103,0	13,2	116,2	88,3	11,9	100,1
Wind Offshore	32,7	0,0	32,7	32,7	0,0	32,7	30,4	0,0	30,4
Photovoltaik	32,8	31,1	63,9	32,8	31,1	63,9	28,7	28,2	56,9
Biomasse	31,5	16,9	48,4	31,5	16,9	48,4	28,4	15,1	43,5
Lauf- und Speicherwasser	1,9	16,4	18,3	1,9	16,4	18,3	1,9	16,4	18,3
Sonstige Erneuerbare	1,2	1,0	2,3	1,2	1,0	2,3	2,4	1,1	3,5
Erzeugung Gesamt	383,3	150,1	533,4	408,7	149,3	558,0	456,1	162,9	619,0
Bruttostromverbrauch	331,5	213,8	545,2	335,9	219,5	555,3	333,2	213,6	546,8
Stromspeicher	1,9	2,9	4,8	4,4	7,4	11,7	3,7	5,4	9,1
Preissensitive Lasten	0,3	0,1	0,5	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1
Elektromobilität	1,2	1,1	2,2	1,2	1,1	2,2	0,8	0,7	1,5
Großverbraucher	1,1	3,7	4,7	1,1	3,7	4,7	1,0	1,4	2,3
Konventionell	319,0	200,6	519,6	319,0	200,6	519,6	319,5	200,8	520,3
Wärmepumpen	2,5	1,9	4,4	2,5	1,9	4,4	2,0	1,5	3,5
Netzverluste	5,5	3,5	9,1	7,5	4,8	12,4	6,1	3,9	9,9
Exportsaldo	51,8	-63,7	-11,8	72,9	-70,2	2,7	122,9	-50,7	72,2
Import (inkl. Nord-Süd)	45,2	97,9	143,1	52,0	117,7	169,7	27,9	117,4	145,3
Export (inkl. Nord-Süd)	97,0	34,2	131,2	124,9	47,5	172,4	150,8	66,7	217,5

- **Kernenergieausstieg** in beiden (t+1)-Szenarien
- **Voranschreitender Kohleausstieg** sowie ggü. BA21 erhöhte **CO<sub>2</sub>-Preisannahme** führen in beiden (t+1)-Szenarien zu **reduzierter Einspeisung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken**
- Im Basisszenario **stark ausgeprägte Einspeisung aus Erdgaskraftwerken** (relativ niedriger Erdgaspreis im Vergleich zum CO<sub>2</sub>-Preis) wird in **BP-Sensi** (stark erhöhter Erdgaspreis und hoher CO<sub>2</sub>-Preis) durch Einspeisung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken substituiert
- Insgesamt etwa 18 TWh **höhere Windeinspeisung** ggü. BA21 t+1 infolge angepasster Regionalisierung sowie Einspeiseprofile

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 8. Marktsimulation

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+2*

---

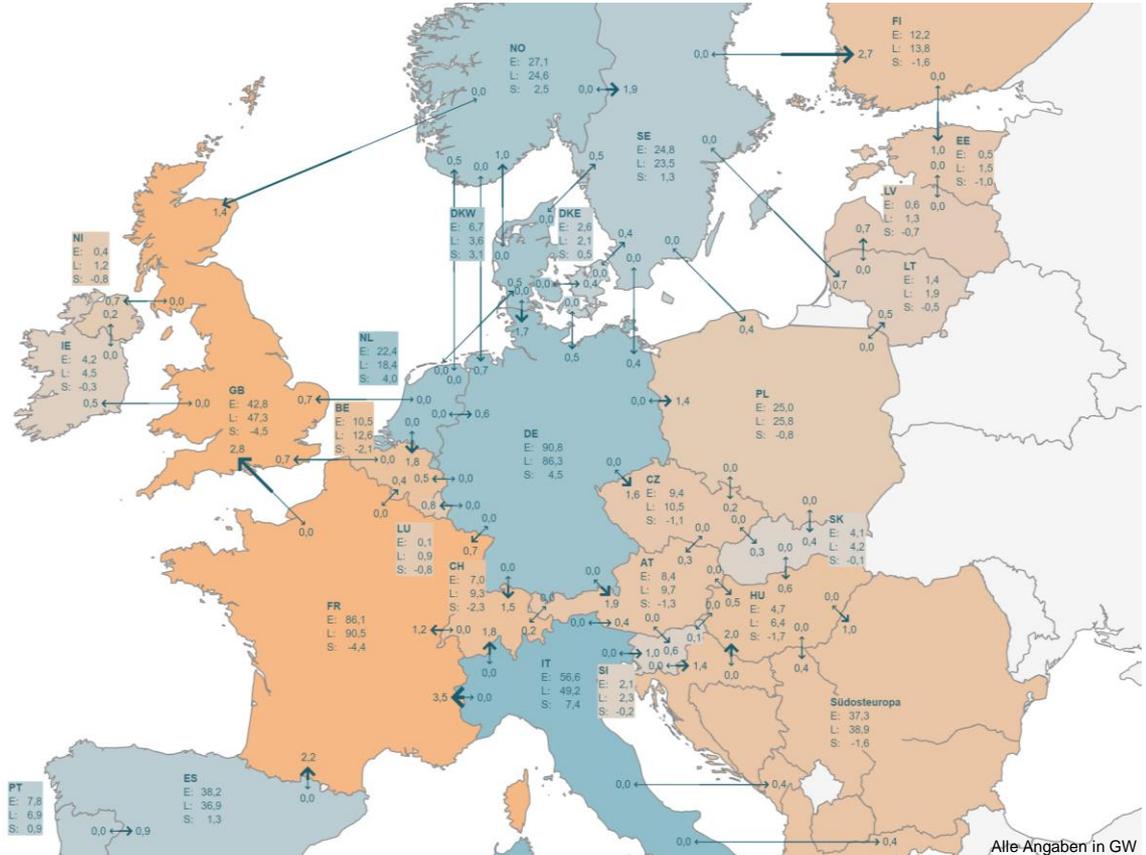
*Jahreslauf t+2*

---

# Grenzsituation t+2

Handelssituation in Europa | NNF 250

- DE mit **Exportsaldo** von 4,5 GW
- **Import** aus skandinavischen Nachbarländern sowie NL bei deutlichem **Export** in alle übrigen Nachbarländer
- Ausgeprägte **Starklastsituation** bei insgesamt **hoher inländischer Erzeugung**

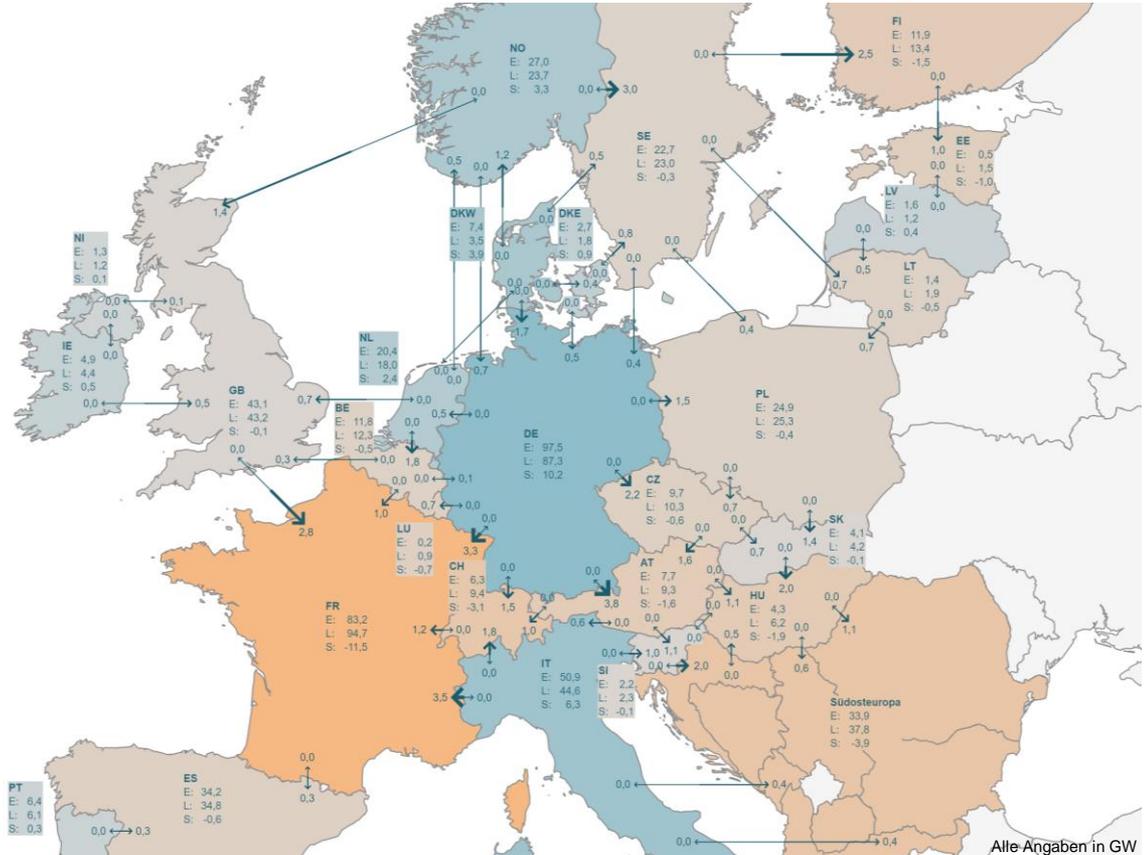


Alle Angaben in GW

# Grenzsituation t+2

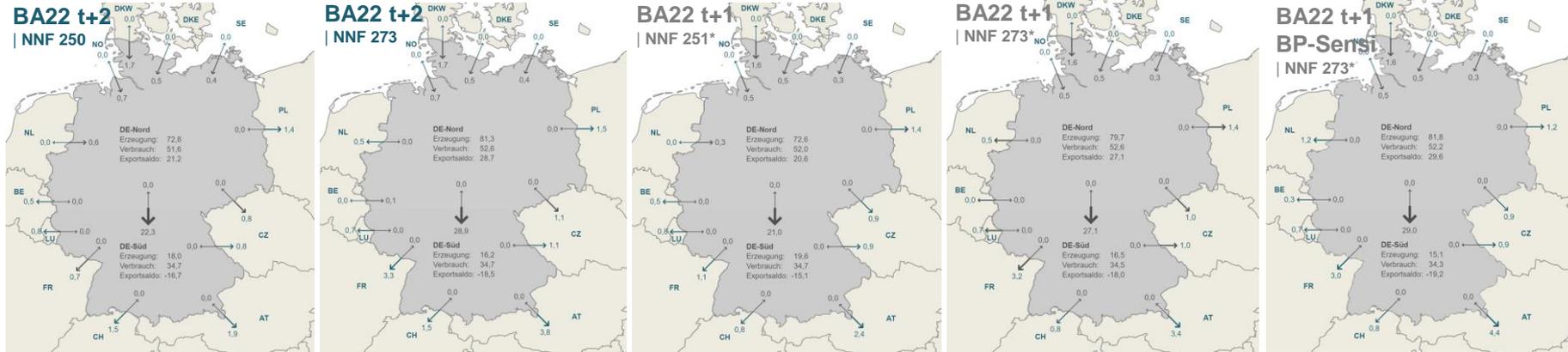
Handelssituation in Europa | NNF 273

- DE mit **Exportsaldo** von 10,2 GW
- **Import** aus skandinavischen Nachbarländern bei deutlichem **Export** in alle übrigen Nachbarländer
- Ausgeprägte **Starklastsituation** bei insgesamt **hoher inländischer Erzeugung**



# Grenzsituation t+2

Vergleich Im- und Exportsituation mit t+1



Alle Angaben in GW

- Der **große Anteil von Windenergie** an der Gesamterzeugung (in NNF 273 etwa 54%) führt bei gleichzeitig **starker Stromnachfrage** auch im (t+2)-Zeithorizont zu einer Situation mit hohen **Nord-Süd-Transportbedarfen**, **Importen** aus skandinavischen Nachbarländern sowie **ausgeprägten Exporten** in die übrigen Nachbarländer
- Im Vergleich zu auslegungsrelevanten NNF der Basisrechnungen des (t+1)-Zeithorizonts steigt die **Nord-Süd-Transportaufgabe**, gegenüber dem auslegungsrelevanten NNF der BP-Sensitivität sinkt die Nord-Süd-Transportaufgabe geringfügig

\* Auslegungsrelevanter NNF in der BA22 t+1

# Grenzsituation t+2

## Vergleich Erzeugungs- und Nachfragesituation DE mit t+1

Energieremenge [GW]	BA22 t+2   NNF 250			BA22 t+1   NNF 251*			BA22 t+2   NNF 273			BA22 t+1   NNF273*			BA22 t+1 BP-Sensi   NNF273*		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Erzeugung Konventionell	35,0	11,2	46,2	35,9	11,5	47,4	26,6	9,5	36,0	27,0	9,9	36,9	28,3	8,3	36,6
Kernenergie	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	0,0
Braunkohle	11,8	0,0	11,8	12,7	0,0	12,7	7,6	0,0	7,6	8,5	0,0	8,5	12,0	0,0	12,0
Steinkohle	5,3	3,3	8,6	5,4	3,8	9,1	4,5	3,0	7,5	4,8	3,4	8,2	5,4	3,5	8,8
Erdgas	12,0	5,1	17,0	12,1	5,0	17,1	8,6	3,7	12,4	8,1	3,7	11,8	5,3	2,2	7,5
Sonstige Thermische KWK<10MW	2,3	0,7	3,0	2,3	0,7	3,0	2,3	0,7	3,0	2,3	0,7	3,0	2,2	0,7	2,8
Erzeugung Stromspeicher	3,7	2,1	5,8	3,5	2,0	5,5	3,6	2,1	5,7	3,4	2,0	5,4	3,4	2,0	5,4
Erzeugung Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	1,0	0,2	1,2
Wind Onshore	37,8	6,8	44,6	36,7	8,1	44,8	54,6	6,8	61,4	52,5	6,6	59,1	52,5	6,6	59,1
Wind Offshore	25,2	0,8	26,0	24,9	0,8	25,7	42,2	2,4	44,6	40,8	2,4	43,2	40,8	2,4	43,2
Photovoltaik	7,9	0,0	7,9	6,7	0,0	6,7	8,2	0,0	8,2	7,6	0,0	7,6	7,6	0,0	7,6
Photovoltaik	0,7	2,2	2,8	1,1	3,5	4,6	0,1	0,5	0,5	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5
Biomasse	3,7	2,0	5,7	3,6	1,9	5,5	3,7	2,0	5,7	3,6	1,9	5,5	3,6	1,9	5,5
Lauf- und Speicherwasser	0,2	1,8	2,0	0,2	1,8	2,0	0,3	1,8	2,0	0,3	1,8	2,0	0,3	1,8	2,0
Sonstige Erneuerbare	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3
Erzeugung Gesamt	72,8	18,0	90,8	72,6	19,6	92,2	81,3	16,2	97,5	79,7	16,5	96,1	81,8	15,1	96,9
Bruttostromverbrauch	51,6	34,7	86,3	52,0	34,7	86,7	52,6	34,7	87,3	52,6	34,5	87,1	52,2	34,3	86,4
Stromspeicher	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	0,0
Preissensitive Lasten	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,2	0,2	0,4	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,4	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,4	0,7	1,0	0,2	0,4	0,6	0,3	0,6	0,9	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5
Konventionell	49,4	32,7	82,1	50,3	33,1	83,4	50,1	32,5	82,6	50,6	32,8	83,4	50,6	32,8	83,4
Wärmepumpen	0,5	0,4	0,9	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4	0,9	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4	0,8
Netzverluste	1,1	0,7	1,8	0,9	0,6	1,5	1,5	1,0	2,4	1,3	0,8	2,1	0,9	0,6	1,5
Exportsaldo	21,2	-16,6	4,5	20,5	-15,0	5,5	28,6	-18,5	10,2	27,1	-18,0	9,0	29,7	-19,2	10,5
Import (inkl. Nord-Süd)	3,8	22,3	26,1	3,3	21,0	24,3	3,3	28,9	32,2	2,9	27,1	30,0	2,9	29,0	31,9
Export (inkl. Nord-Süd)	25,0	5,7	30,7	23,8	6,0	29,8	31,9	10,4	42,3	30,0	9,1	39,1	32,6	9,8	42,4

\* Auslegungsrelevanter NNF in der BA22 t+1

- Das Erzeugungsportfolio in **NNF 273** ist auch im (t+2)-Zeithorizont insbesondere durch die hohe Einspeisung aus Windenergie geprägt
- NNF 250** weist hingegen wie auch in t+1 (infolge der hier geringeren Windeinspeisung) einen größeren Einspeiseanteil konventioneller Kraftwerksleistung auf (insbesondere Erdgas)

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 8. Marktsimulation

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+2*

---

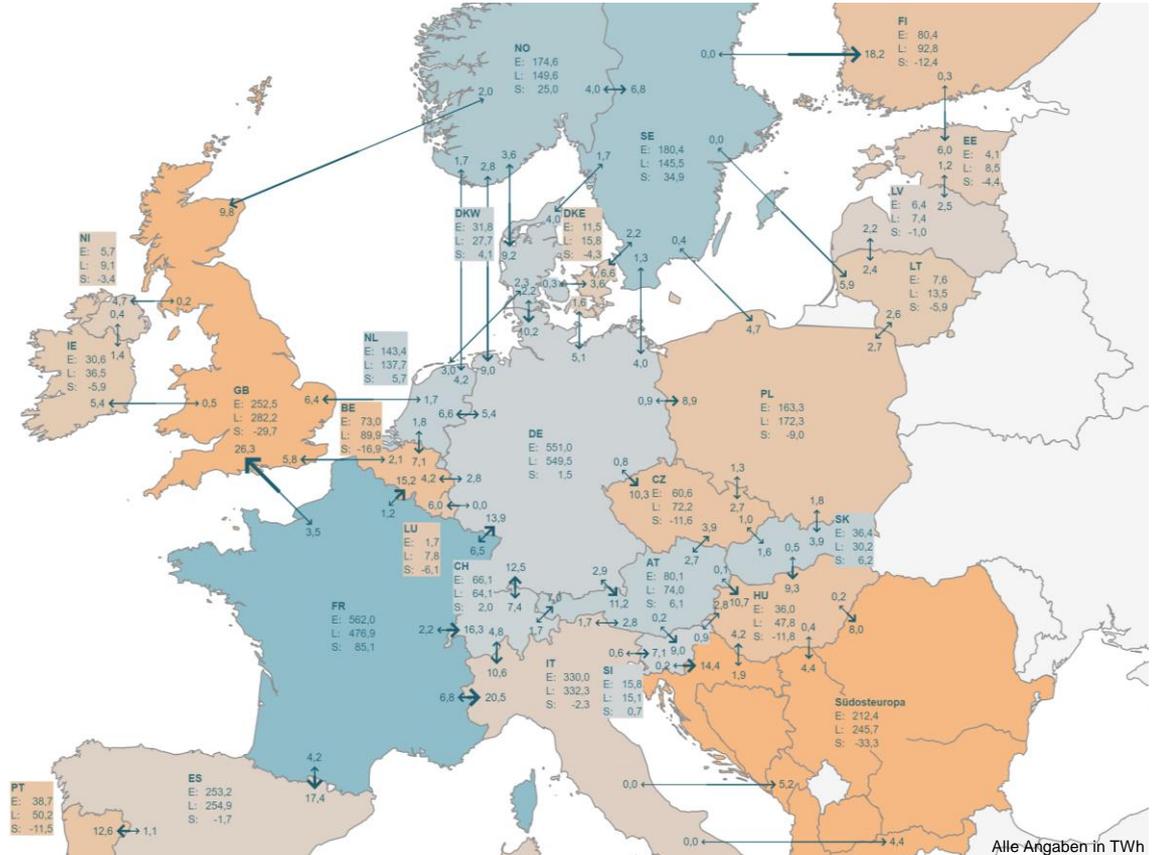
*Jahreslauf t+2*

---

# Jahreslauf t+2

## Handelssituation in Europa

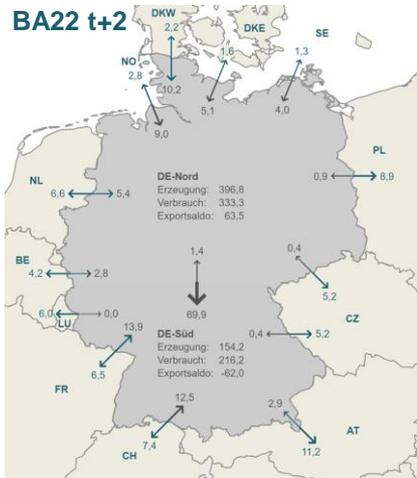
- Das im **(t+2)-Zeithorizont** angenommene Verhältnis des **CO<sub>2</sub>-Preises** zu den Brennstoffpreisen resultiert in einer erhöhten Einspeisung von Erdgaskraftwerken
- Vermehrt **Importe** aus NL (Erdgas) und FR (Erdgas und Kernenergie) sowie teils **Weitergabe** in Richtung PL und CZ (hier weniger Erzeugung aus Braun- und Steinkohle)
- **Nettoexport** in südöstliche Nachbarländer und **Nettoimport** aus skandinavischen Nachbarländern sowie FR und CH
- Nahezu **ausgeglichene Handelsbilanz** von DE



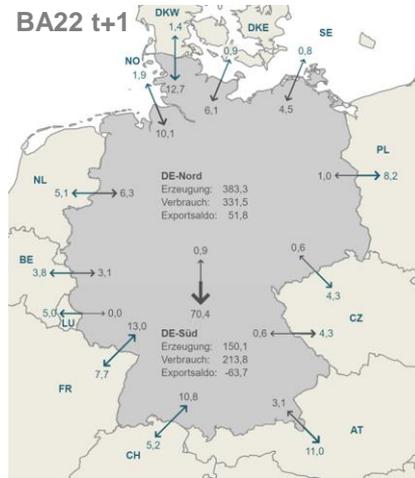
# Jahreslauf t+2

Vergleich Im- und Exportsituation mit t+1

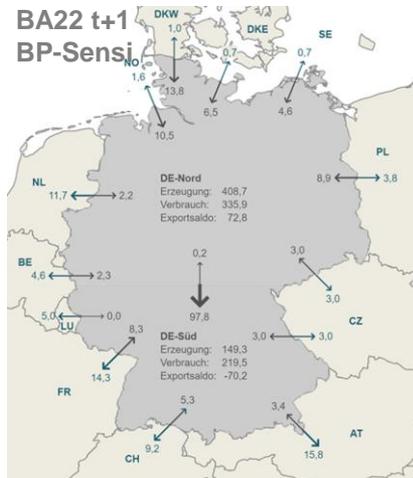
BA22 t+2



BA22 t+1



BA22 t+1  
BP-Sensi



Alle Angaben in TWh

- Gegenüber dem (t+1)-Basiszenario fällt die **Nord-Süd-Transportaufgabe** entlang des gewählten Breitengrades (50,4) geringfügig geringer (<1%) aus; gegenüber der (t+1)-BP-Sensi fällt sie deutlich geringer aus (29%)
- Im Vergleich zum (t+1)-Basisszenario **erhöhte Erzeugung und erhöhtes Exportsaldo** im Norden Deutschlands aufgrund erhöhter Windenergieeinspeisung

# Jahreslauf t+2

## Vergleich Erzeugungs- und Nachfragesituation DE mit t+1

Energiequelle [TWh]	BA22 t+2			BA22 t+1			BA22 t+1 BP-Sensi		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Erzeugung Konventionell	179,5	69,0	248,5	178,6	68,8	247,4	202,0	64,5	266,6
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	40,1	0,0	40,1	41,8	0,0	41,8	95,2	0,0	95,2
Steinkohle	31,2	21,8	53,0	28,6	22,8	51,4	37,1	32,6	69,7
Erdgas	70,0	29,9	99,9	71,4	29,2	100,6	32,8	15,2	48,0
Sonstige Thermische	16,6	4,8	21,4	16,2	4,9	21,1	16,3	4,9	21,3
KWK<10MW	21,6	12,4	34,1	20,6	11,8	32,4	20,6	11,8	32,4
Erzeugung Stromspeicher	1,5	2,6	4,0	1,5	2,8	4,3	3,5	6,2	9,6
Erzeugung Erneuerbare	215,8	82,6	298,4	203,2	78,5	281,7	203,2	78,5	281,8
Wind Onshore	107,2	13,5	120,6	102,9	13,2	116,1	103,0	13,2	116,2
Wind Offshore	35,4	0,0	35,4	32,7	0,0	32,7	32,7	0,0	32,7
Photovoltaik	37,6	34,5	72,0	32,8	31,1	63,9	32,8	31,1	63,9
Biomasse	32,4	17,3	49,7	31,5	16,9	48,4	31,5	16,9	48,4
Lauf- und Speicherwasser	1,9	16,4	18,3	1,9	16,4	18,3	1,9	16,4	18,3
Sonstige Erneuerbare	1,2	1,0	2,3	1,2	1,0	2,3	1,2	1,0	2,3
Erzeugung Gesamt	396,8	154,2	551,0	383,3	150,1	533,4	408,7	149,3	558,0
Bruttostromverbrauch	333,3	216,2	549,5	331,5	213,8	545,2	335,9	219,5	555,3
Stromspeicher	1,8	2,6	4,4	1,9	2,9	4,8	4,4	7,4	11,7
Preissensitive Lasten	0,6	0,2	0,8	0,3	0,1	0,5	0,2	0,1	0,3
Elektromobilität	1,8	1,6	3,4	1,2	1,1	2,2	1,2	1,1	2,2
Großverbraucher	2,4	5,6	8,0	1,1	3,7	4,7	1,1	3,7	4,7
Konventionell	318,4	200,5	518,9	319,0	200,6	519,6	319,0	200,6	519,6
Wärmepumpen	2,8	2,1	5,0	2,5	1,9	4,4	2,5	1,9	4,4
Netzverluste	5,6	3,6	9,2	5,5	3,5	9,1	7,5	4,8	12,4
Exportsaldo	63,4	-62,0	1,5	51,8	-63,7	-11,8	72,9	-70,2	2,7
Import (inkl. Nord-Süd)	39,2	99,6	138,8	45,2	97,9	143,1	52,0	117,7	169,7
Export (inkl. Nord-Süd)	102,6	37,6	140,2	97,0	34,2	131,2	124,9	47,5	172,4

- Insgesamt **höhere Windenergie- sowie PV-Einspeisung** ggü. den (t+1)-Szenarien infolge der Annahme eines Zubaus installierter Leistung
- Im Vergleich zum (t+1)-Basisszenario ähnliches Erzeugungsportfolio
- Im Vergleich zur (t+1)-BP-Sensi gleicher Effekt wie in t+1 sichtbar: **stark ausgeprägte Einspeisung aus Erdgaskraftwerken** (relativ niedriger Erdgaspreis im Vergleich zum CO<sub>2</sub>-Preis)

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. **Netzanalysen**
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. Fazit

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

### *Grenzsituation t+1*

---

Jahreslauf t+1

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

Jahreslauf t+2

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

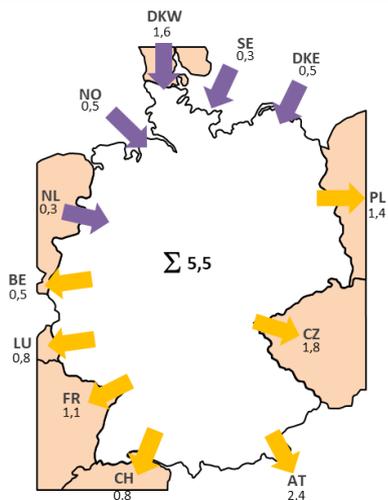
(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

---

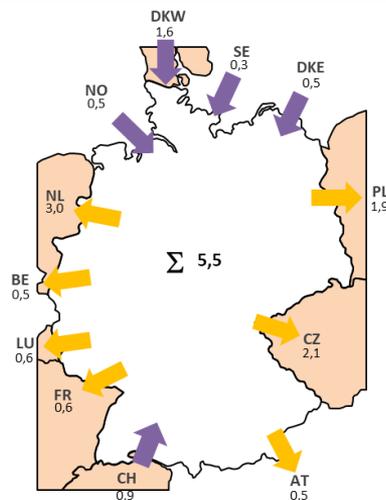
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach RD)

Basis - EC - GS - NNF 251 robust mit topologischen Maßnahmen

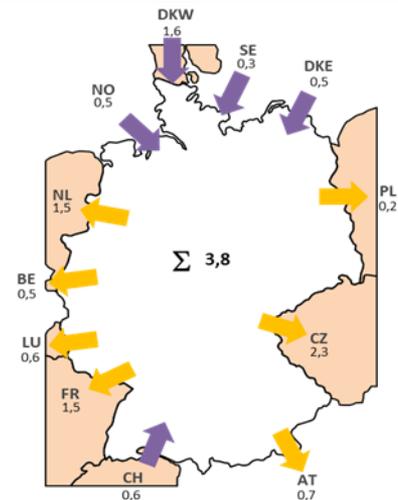
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

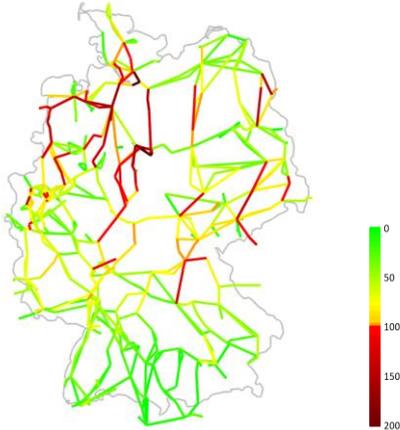


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (2,9 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA gesteigener Handelsexport nach Polen (1,4 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden und Osten (FR/CH/AT/CZ/PL) (7,5 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an den Grenzen zu NL, PL und CZ
- Durch RD in AT (1,3 GW) und BE (0,3 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 1,7 GW auf 3,8 GW

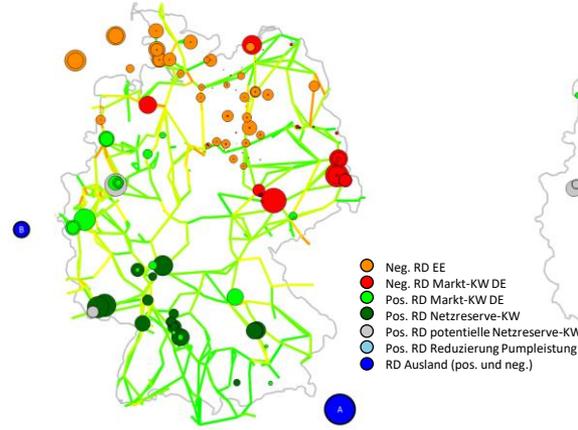
# Auswertung BA22 t+1

Basis - EC - GS - NNF 251 robust mit topologischen Maßnahmen

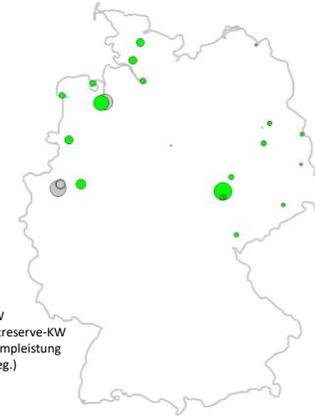
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	5,1
Neg. RD im Ausland	0,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>12,2</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	3,3
<b>Pos. RD Netzreserve in DE</b>	<b>5,6</b>
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	1,1
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,3
<b>Pos. RD im Ausland</b>	<b>0,3</b>
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>12,2</b>

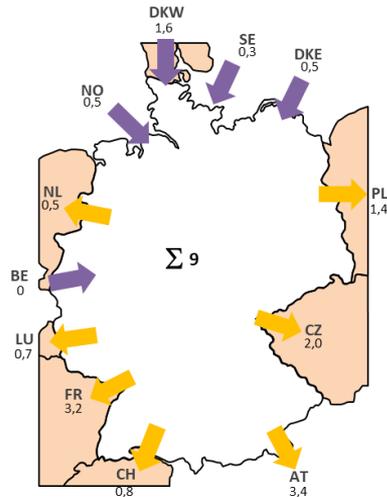
\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Aufgrund des Einsatzes der Kraftwerke im Markt verbleibt ein geringes RD-Potential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands. Das führt zu einem vollständigen Einsatz der Netzreserve.
- Zusätzlich werden 1,1 GW an potenziellen Netzreserve-KW benötigt
- Im Ausland (BE) werden 0,3 GW zum Redispatch benötigt.

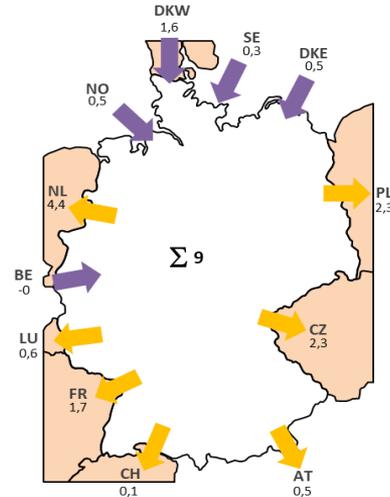
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach RD)

Basis - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

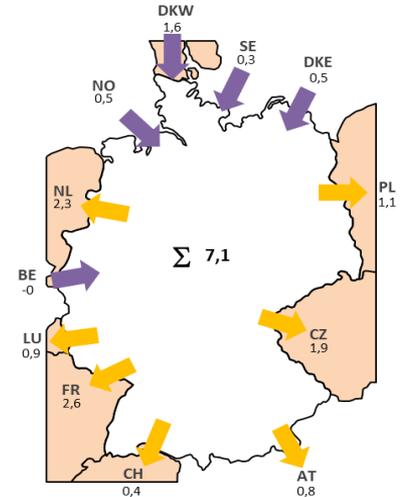
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

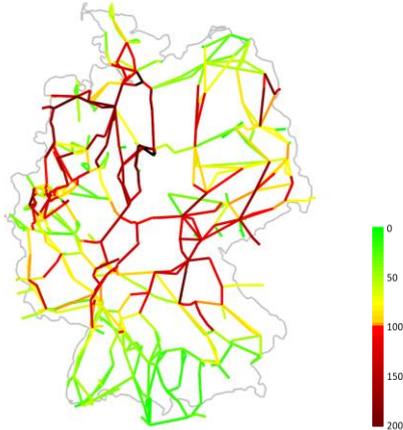


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (2,9 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA gestiegener Handelsexport nach Polen (1,4 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden und Osten (FR/CH/AT/CZ/PL) (10,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an den Grenzen zu NL, FR, CZ und PL
- Durch RD in AT (1,3 GW) und FR (0,7 GW) sinkt das Leistungsflussaldo um rund 1,9 GW auf 7,1 GW

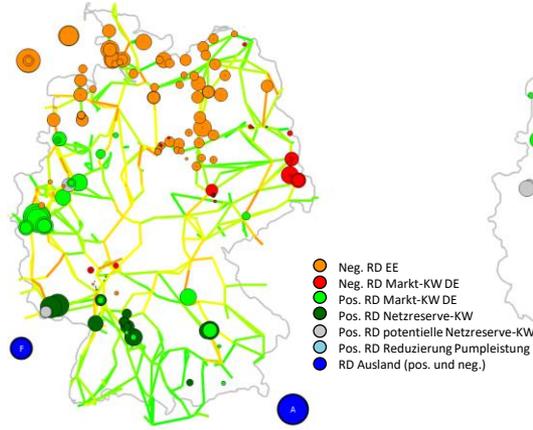
# Auswertung BA22 t+1

Basis - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

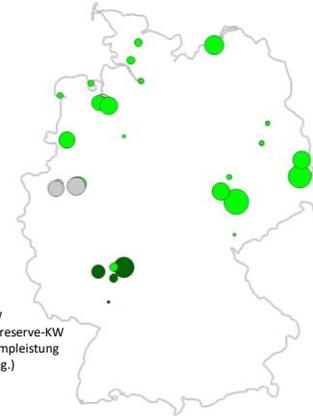
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	10,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,0
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,4
Neg. RD im Ausland	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>16,2</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	8,9
Pos. RD Netzreserve in DE	4,6
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,3
Pos. RD im Ausland	0,7
<b>Summe positiver RD</b>	<b>16,2</b>

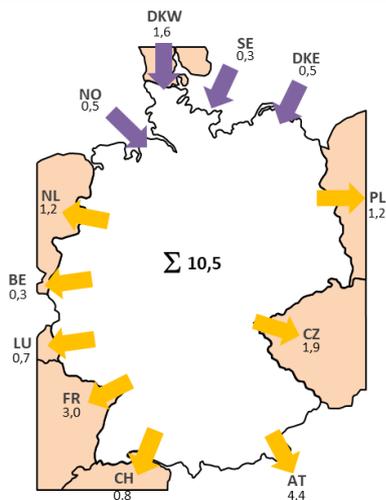
\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nord- und Ost-Deutschland
- RD-Potential im Raum Frankfurt kann nicht genutzt werden
- Im Ausland (FR) werden 0,7 GW zum Redispatch eingesetzt.

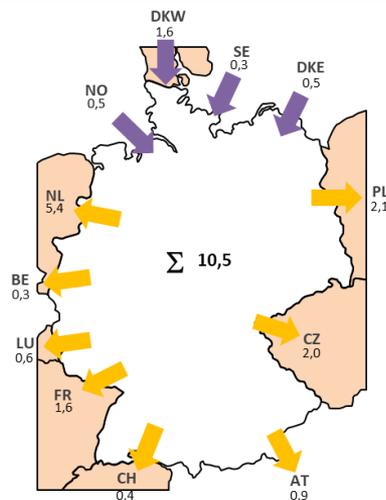
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach RD)

BP-Sensi - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

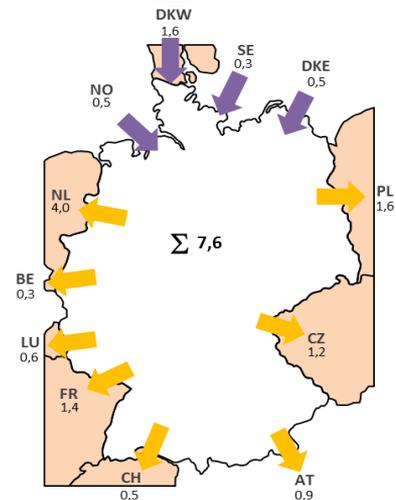
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD



- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (2,9 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden (FR/AT/CZ/CH) (10,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss an den Grenzen zu NL, PL und CZ
- Durch RD in AT (1,5 GW), FR (1,3 GW) und CH (0,1 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um ca. 2,9 GW auf 7,6 GW

# Netzanalyse – Grenzsituation t+1 (Basis)

topologische Maßnahmen, Grenzsituation & Jahreslauf

## Grenzsituation

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Ottenhofen
- 380-kV-Irsching
- 220-kV-Lehrte
- 380-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 220-kV-Utfort
- 380-kV-Paffendorf

**Abgeschaltete Netzelemente:**

- keine

**Zugeschaltete Netzelemente:**

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

## Jahreslauf

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Lauchstädt
- 380-kV-Dörpen West
- 380-kV-Paffendorf

**Abgeschaltete Netzelemente :**

- keine

**Zugeschaltete Netzelemente:**

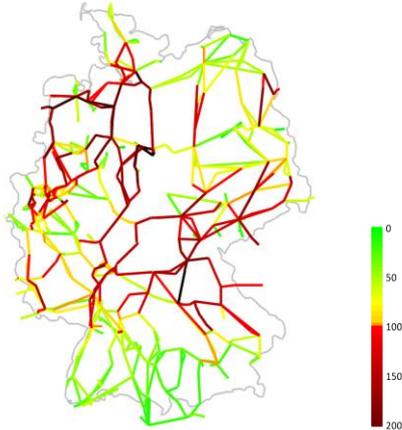
- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

Hinweis: In den Netzanalysen wurden erstmalig Schrägregler (380/220kV-Transformatoren mit Wirkleistungsregelungsmöglichkeit) in der Optimierung berücksichtigt. Daher reduzieren sich die topologischen Maßnahmen im Vergleich zum Vorjahr.

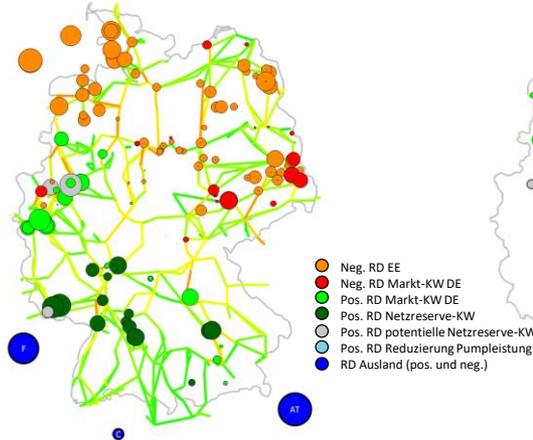
# Auswertung BA22 t+1

BP-Sensi - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

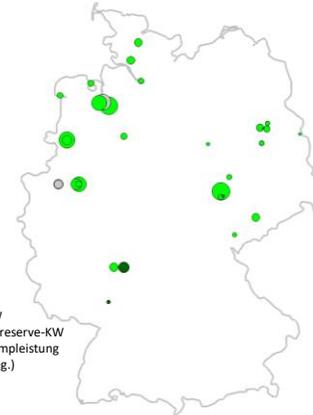
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,9
Neg. RD im Ausland	0,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>18,2</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	8,3
<b>Pos. RD Netzreserve in DE</b>	<b>5,4</b>
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	1,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,2
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,5
<b>Pos. RD im Ausland</b>	<b>1,4</b>
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>18,2</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nord- und Ost-Deutschland
- Nach RD engpassfreies Netz, aber alle relevanten Transportachsen in der Mitte Deutschlands sind nahezu vollständig ausgelastet
- Alle derzeitigen Netzreservekraftwerke werden zum Redispatch eingesetzt. Zusätzlich werden 1,5 GW an potenziellen Netzreserve-KW eingesetzt. Im Ausland werden Frankreich (1,3 GW) und Schweiz (0,1 GW) zum RD eingesetzt.

# Netzanalyse – Grenzsituation t+1 (BP-Sensi)

topologische Maßnahmen, Grenzsituation NNF273 & Jahreslauf

## Grenzsituation NNF273

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Ottenhofen
- 380-kV-Irsching
- 220-kV-Lehrte
- 380-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 220-kV-Utfort
- 380-kV-Paffendorf

### Abgeschaltete Netzelemente:

- 380-kV Leitung Hamburg Ost – Krümmel
- Transformator 421 in Mehrum
- Transformator 421 in Wahle

### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)
- 380-kV Leitung Hamburg Ost – Hamburg Süd

## Jahreslauf

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Lauchstädt
- 380-kV-Paffendorf

### Abgeschaltete Netzelemente :

- keine

### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

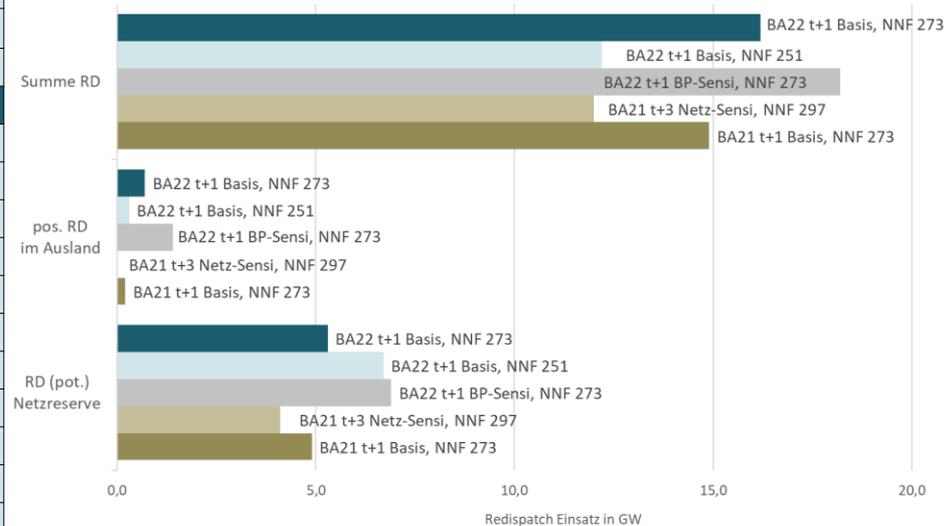
Hinweis: In den Netzanalysen wurden erstmalig Schrägregler (380/220kV-Transformatoren mit Wirkleistungsregelungsmöglichkeit) in der Optimierung berücksichtigt. Daher reduzieren sich die topologischen Maßnahmen im Vergleich zum Vorjahr.

# Netzanalyse – Grenzsituationen t+1

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust Netz-Sensi	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust
Marktszenario	Basis	Basis	Basis	Basis	BP-Sensi
NNF	273	297	273	251	273
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23	2022/23
	GW				
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,3	6,7	10,8	5,1	11,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	1,4	3,0	1,9	2,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,7	3,9	2,4	5,1	3,9
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>16,2</b>	<b>12,2</b>	<b>18,2</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	7,6	6,3	8,9	3,3	8,3
Pos. RD Netzreserve in DE	4,9	3,9	4,6	5,6	5,4
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,0	0,2	0,7	1,1	1,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,0	0,1	0,6	0,2
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,3	1,3	1,5
Pos. RD im Ausland	0,2	0,0	0,7	0,3	1,4
<b>Summe positiver RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>16,2</b>	<b>12,2</b>	<b>18,2</b>

Bedarfsanalyse 2022, Vergleich der bedarfsdimensionierenden Stunden



\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

### ***Jahreslauf t+1***

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

Jahreslauf t+2

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

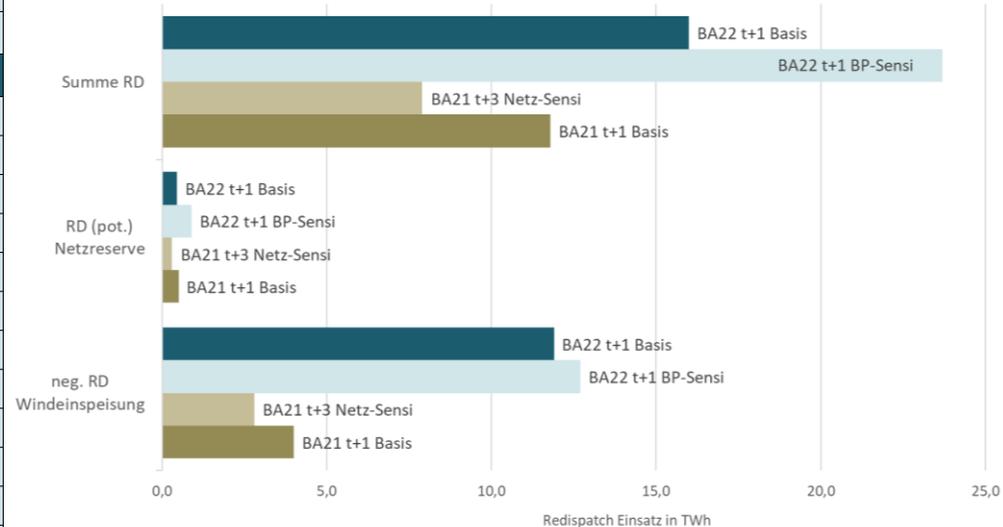
---

# Netzanalyse – Jahresläufe t+1

## Übersicht BA21 Jahresläufe

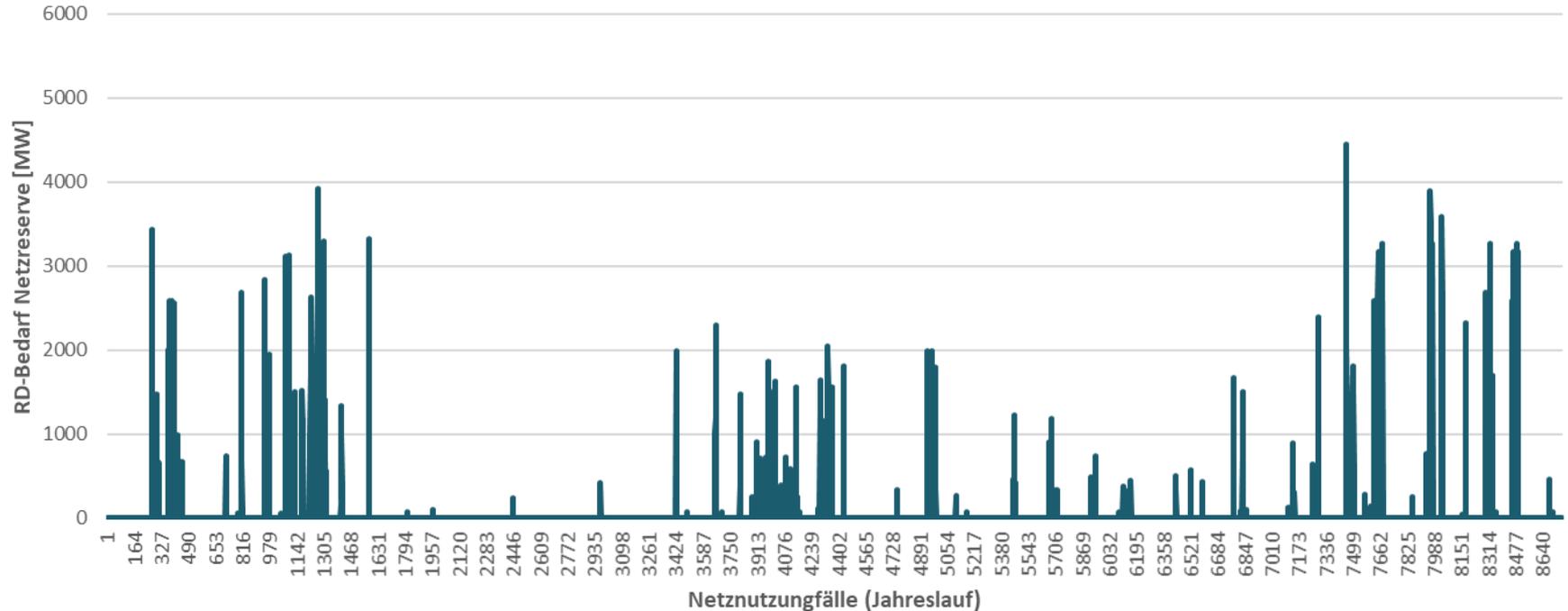
Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust
Netzausbau	Basis	Netz-Sensi	Basis	BP-Sensi
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	2,7	1,9	7,4	7,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,3	0,9	4,2	4,9
Neg. RD PV-Einspeisung	-	0,1	0,3	0,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	7,9	5,0	4,0	10,9
Neg. RD im Ausland	0,003	0,03	0,04	0,01
<b>Summe negativer RD</b>	<b>11,8</b>	<b>7,9</b>	<b>16,0</b>	<b>23,6</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	8,4	7,3	15,0	22,0
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	0,5	0,3	0,40	0,62
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,00	0,004	0,03	0,32
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,03	0,006	0,06	0,25
Pos. RD in AT	2,6	0,4	0,5	0,5
Pos. RD im Ausland	0,2	0,002	0,01	0,01
<b>Summe positiver RD</b>	<b>11,8</b>	<b>7,9</b>	<b>16,0</b>	<b>23,6</b>

Bedarfsanalyse 2022, Jahresläufe



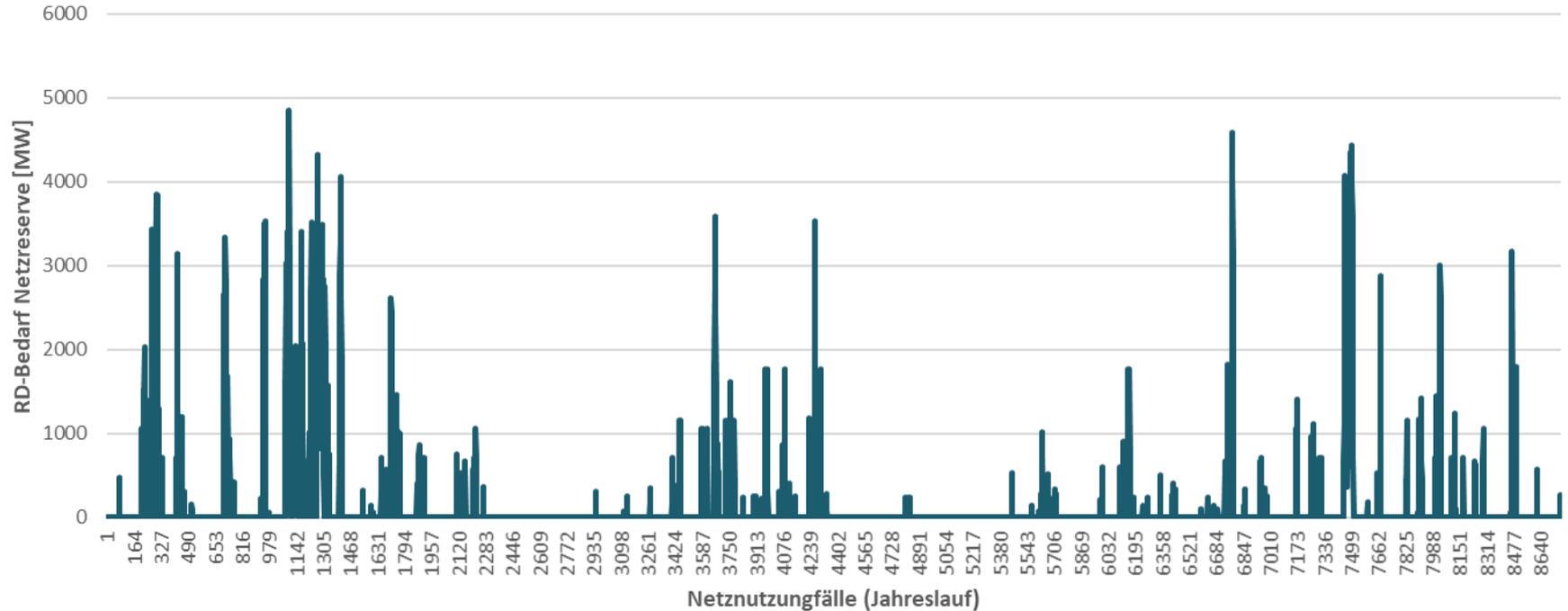
# Netzanalyse – Jahresläufe t+1

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im robusten Jahreslauf BA2022 (t+1) - Basis



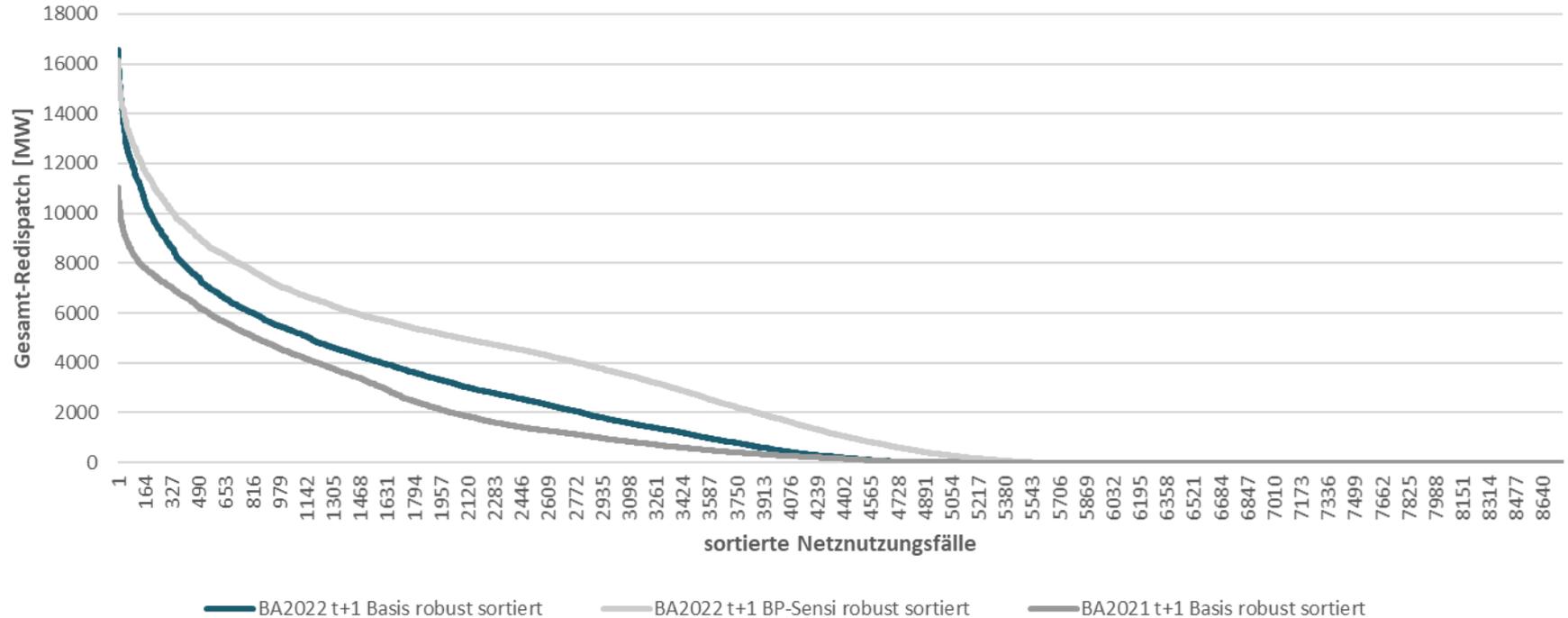
# Netzanalyse – Jahresläufe t+1

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im robusten Jahreslauf BA2022 (t+1) - BP-Sensi



# Netzanalyse – Jahresläufe t+1

Vergleich des Gesamt-Redispatches der robusten Jahresläufe BA21 (t+1) Basis, BA22 (t+1) Basis und BA22 (t+1) BP-Sensi



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

Jahreslauf t+1

---

### ***Netzreserve-Portfolio t+1***

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

Jahreslauf t+2

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

---

# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios für t+1

Prüfung des Jahreslaufs mit dem Reserve-Portfolio der Grenzsituation

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	t+1 (NNF251)					t+1 (NNF273)					t+1 BP-Sensi (NNF273)				
				Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <20 + 2,5k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <20 + 2,5k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <20 + 3,6k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio
Altbach HKW 1	4040	433	512	107	433	433	107	X	107	433	433	115	X	124	433	433	124	X
Bexbach A	7040	726	471	124	726	726	129	X	124	726	726	146	X	134	726	726	148	X
Darmstadt GTKW	7921	95	371	148	95	95	114	X	148	0	0	0		292	95	95	299	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	40045	342	496	118	342	342	118	X	118	342	342	123	X	222	342	342	228	X
GKM 7	4026	158	557	81	158	158	80	X	81	143	147	79	X	133	139	139	131	X
GKM 7M	4028	157	567	77	157	157	77	X	77	157	157	73	X	131	157	157	130	X
Heilbronn 5	4047	125	557	93	125	125	94	X	93	125	125	93	X	79	125	125	79	X
Heilbronn 6	4046	125	567	89	125	125	88	X	89	125	125	91	X	70	125	125	71	X
Ingolstadt 3	2028	375	474	73	375	375	77	X	73	375	375	76	X	83	375	375	81	X
Ingolstadt 4	2029	386	484	63	386	386	62	X	63	386	386	64	X	50	386	386	49	X
Irsching 3 (nur t+1)	2031	415	496	61	415	415	62	X	61	415	415	63	X	8	415	415	8	X
KMW 2	7814a	256	595	31	256	256	18	X	31	0	0	0		59	256	256	63	X
Marbach DT3 (nur t+1)	4012	262	446	140	262	262	143	X	140	262	262	152	X	194	262	262	195	X
Marbach GT2 (nur t+1)	4050	77	426	145	77	77	145	X	145	77	77	154	X	206	77	77	206	X
Marbach GT3	4051	85	416	156	85	85	156	X	156	85	85	166	X	185	85	85	185	X
Staudinger 4	2041	580	479	118	580	580	90	X	118	0	0	0		236	429	426	235	X
UPM Schongau	7997	64	620	120	64	64	120	X	120	64	64	121	X	64	64	64	66	X
Walheim 1 (nur t+1)	4048	96	571	80	96	96	80	X	80	96	96	80	X	64	96	96	66	X
Walheim 2 (nur t+1)	4052	148	562	84	148	148	85	X	84	148	148	88	X	74	148	148	74	X
Weiber C	7614	656	504	33	656	656	36	X	33	656	656	38	X	70	656	656	76	X
Bergkamen A	7027	717	487	55	717	717	23	X	55	265	264	23	X	397	717	717	397	X
Farge	2024	350	487	5	0	0	0		5	0	0	0		4	0	0	0	
Marl 1 G15	7937	125	695	1	0	0	0		1	0	0	0		57	0	0	0	
Marl 1 G16	7089	100	637	6	40	0	0		6	0	0	0		80	0	0	0	
Scholven C	7494	345	496	17	306	0	0		17	0	0	0		155	345	345	155	X
Voelkingen HKV	7161	211	637	19	211	211	17	X	19	211	211	21	X	14	211	211	14	X
Voelkingen MKV	7162	179	487	82	179	179	86	X	82	179	179	94	X	96	179	179	103	X
Staudinger 5 (nur t+2)	2042	510	489															
Σ P eingesetzt					7013 MW	6667 MW				5269 MW	5273 MW				6843 MW	6840 MW		
Σ P installiert				7587 MW	7112 MW	6667 MW	6667 MW	6667 MW	7587 MW	5737 MW	5737 MW	5737 MW	5737 MW	7587 MW	7012 MW	7012 MW	7012 MW	7012 MW

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Netzreserve-Portfolio t+1*

---

**(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1**

---

*Grenzsituation t+2*

---

*Jahreslauf t+2*

---

*Netzreserve-Portfolio t+2*

---

*(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2*

---

# Netzanalyse – BA22 t+1 BP-Sensi Grenzsituation (NNF 273) robust

Übersicht Änderungen im RD und Einsatz KW bei Nichtverfügbarkeit von Netzreserve

Kraftwerksname	Kurzname	P min	P max	Ergebnis aus allen Läufen			Ergebnis wenn Kraftwerk nicht vorhanden (MW)		Ergebnis aus JL/GS	
		MW	MW	Anzahl NNF*	RD Menge MWh	durchschnittliche Auslastung [%]	Ausland [MW]	Delta Ausland [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	RD in GS robust [MW]
Altbach HKW 1	4040	120	433	27	11691	100	1838	415	124	433
Bexbach A	7040	250	726	27	19602	100	2207	783	148	726
Darmstadt GTKW	7921	8	95	27	2554	100	1573	150	299	95
Daxlanden RDK 4 GT_DT	40045	240	342	27	9234	100	1821	398	228	342
GKM 7	4026	60	158	27	3809	89	1551	128	131	139
GKM 7M	4028	60	157	27	4239	100	1550	127	130	157
Heilbronn 5	4047	85	125	27	3375	100	1521	98	79	125
Heilbronn 6	4046	85	125	27	3375	100	1573	149	71	125
Ingolstadt 3	2028	41	375	27	10125	100	1704	281	81	375
Ingolstadt 4	2029	41	386	27	10422	100	1705	282	49	386
Irsching 3	2031	70	415	27	11205	100	1804	381	8	415
KMW 2	7814a	160	256	27	6899	100	1855	431	63	256
Marbach DT3	4012	110	262	27	7074	100	1691	267	195	262
Marbach GT2	4050	55	77	27	2090	101	1515	91	206	77
Marbach GT3	4051	60	85	27	2295	100	1522	98	185	85
Staudinger 4	2041	200	580	27	11978	76	1616	193	235	426
UPM Schongau	7997	20	64	27	1728	100	1472	48	66	64
Walheim 1	4048	80	96	27	2592	100	1522	98	66	96
Walheim 2	4052	90	148	27	3996	100	1571	147	74	148
Weiber C	7614	282	656	27	17551	99	2115	691	76	656
Bergkamen A	7027	140	717	27	19359	100	1551	127	397	717
Farge	2024	120	350	0	0	0	1411	-13	0	0
Marl 1 G15	7937	50	125	0	0	0	1424	0	0	0
Marl 1 G16	7089	40	100	0	0	0	1424	0	0	0
Scholven C	7494	150	345	27	9315	100	1494	70	155	345
Voelklingen HKV	7161	91	211	27	5697	100	1740	316	14	211
Voelklingen MKV	7162	77	179	27	4833	100	1692	268	103	179

\* Es wurden 28 Rechnungen durchgeführt (1x mit allen KW, 27x mit jeweils einem KW nicht verfügbar)

# Netzanalyse – Grenzsituationen BA22 t+1 BP-Sensi

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust Netz-Sensi	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust ohne Bexbach
Marktszenario	Basis	Basis	BP-Sensi	BP-Sensi
NNF	273	297	273	273
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23
	GW			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,3	6,7	11,4	10,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	1,4	2,9	3,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,7	3,9	3,9	3,7
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	7,6	6,3	8,3	8,4
Pos. RD Netzreserve in DE	4,9	3,9	5,4	4,5
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,0	0,2	1,5	1,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,0	0,2	0,2
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,2	0,0	1,4	2,2
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

# Ergebnisse Auswertung der Auswirkungen durch die Nichtverfügbarkeit von (potenziellen) Netzreservekraftwerken

- Alle Netzreserve-Kraftwerke im robusten Netzreserveportfolio werden in jeder Iteration gezogen.
- Es wird kein zusätzliches potenzielles Netzreserve-Kraftwerk genutzt.
- Der höchste Anstieg des RD-Bedarfs im Ausland wurde bei einer Nichtverfügbarkeit von Bexbach A ermittelt. In diesem Fall steigt der RD-Bedarf im Ausland um ca. 800 MW auf 2.207 MW.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

Jahreslauf t+1

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

### ***Grenzsituation t+2***

---

Jahreslauf t+2

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

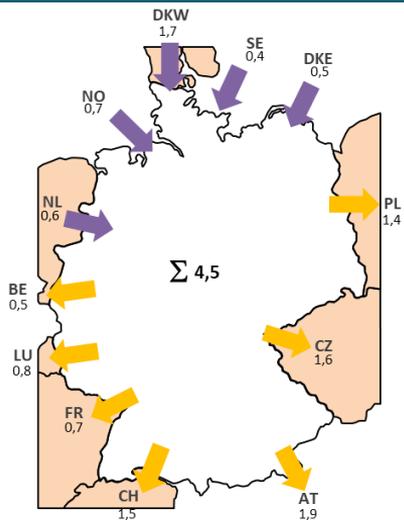
(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

---

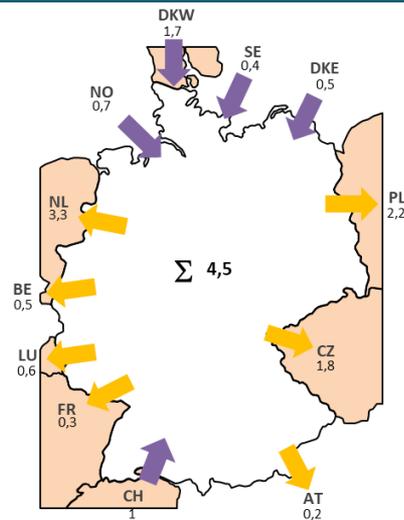
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach RD)

t+2 - EC - GS - NNF 250 robust mit topologischen Maßnahmen

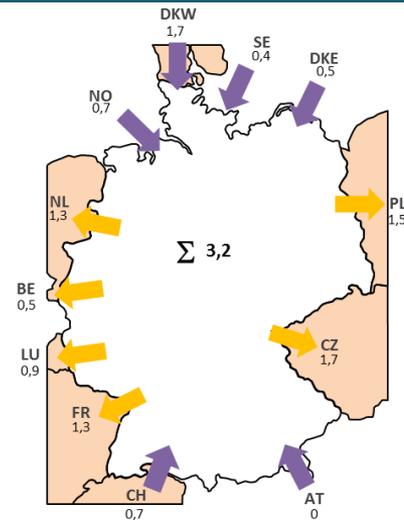
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

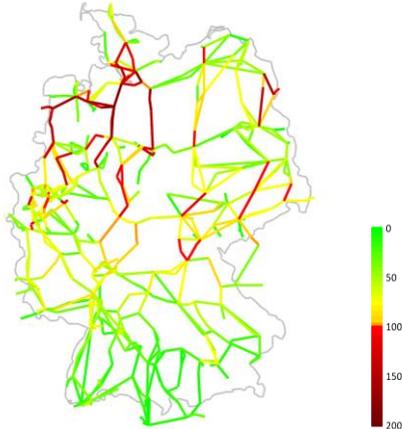


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,3 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA gesteigener Handelsexport nach Polen (1,4 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden und Osten (FR/CH/AT/CZ/PL) (7,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an den Grenzen zu NL, CZ und PL
- Durch RD in AT sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 1,3 GW auf 3,2 GW

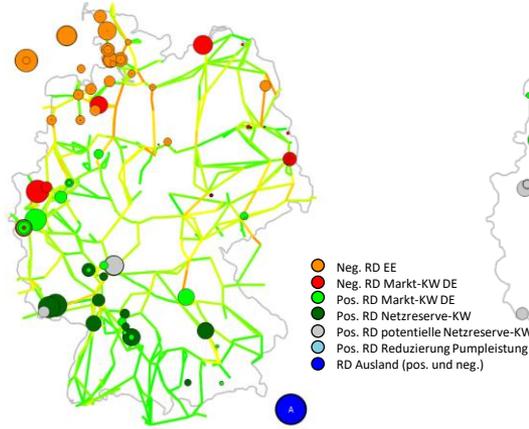
# Auswertung BA22 t+2

Basis - EC - GS - NNF 250 robust mit topologischen Maßnahmen - Grenzsituation mit höchstem Netzreservebedarf

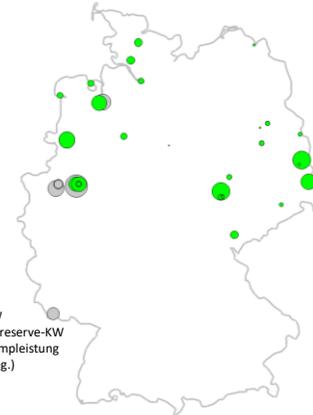
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	3,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>9,5</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	2,9
<b>Pos. RD Netzreserve in DE</b>	<b>4,7</b>
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,3
Pos. RD im Ausland	0,0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>9,5</b>

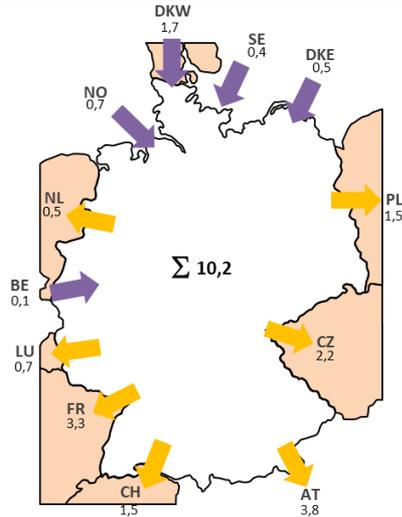
\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Aufgrund des Einsatzes der Kraftwerke im Markt verbleibt ein geringes RD-Potential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands. Das führt zu einem vollständigen Einsatz der Netzreserve.
- Zusätzlich werden 0,7 GW an potenziellen Netzreserve-KW benötigt

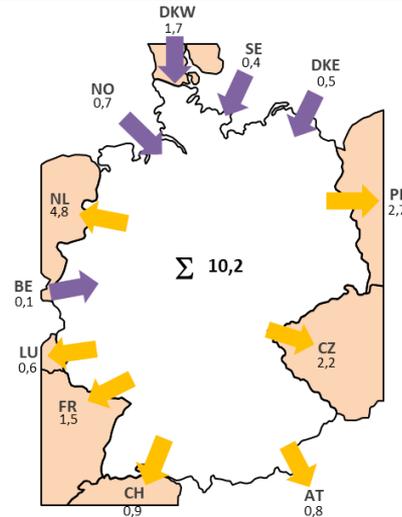
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach RD)

t+2 - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen

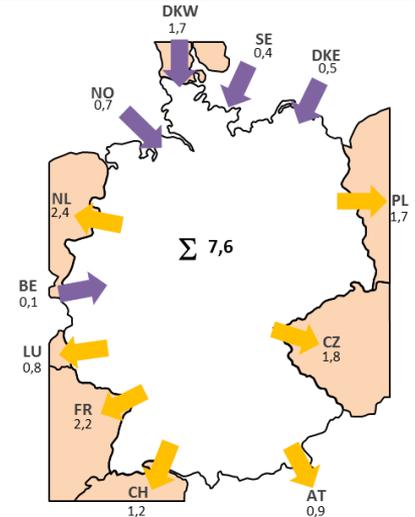
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

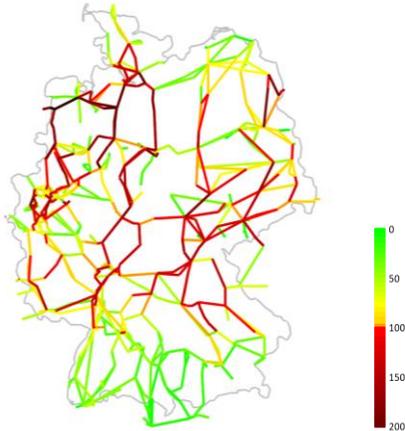


- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,3 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA gestiegener Handelsexport nach Polen (1,5 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden und Osten (FR/CH/AT/CZ/PL) (12,3 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an den Grenzen zu NL, PL und CZ
- Durch RD in AT und FR sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,6 GW auf 7,6 GW

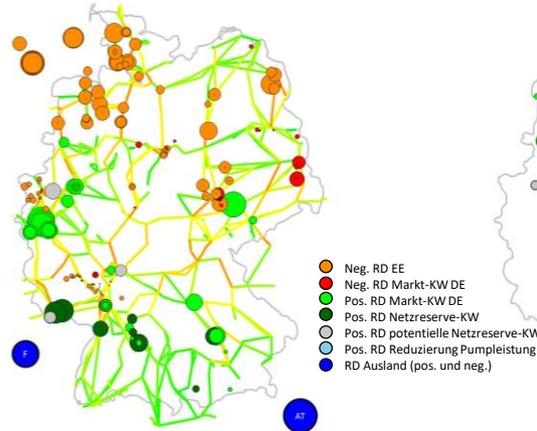
# Auswertung BA22 t+2

Basis - EC - GS - NNF 273 robust mit topologischen Maßnahmen - Grenzsituation mit höchstem Redispatchbedarf im Ausland

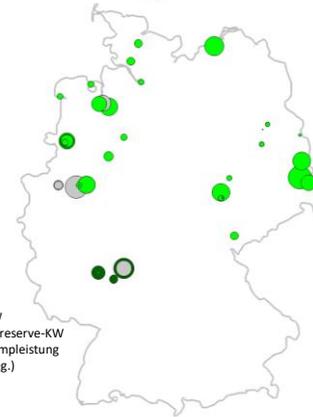
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	10,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,3
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,4
Neg. RD im Ausland	0,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>16,1</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	8,3
Pos. RD Netzreserve in DE	3,7
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>16,1</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nord- und Ost-Deutschland
- Nach RD engpassfreies Netz, aber alle relevanten Transportachsen in der Mitte Deutschlands sind nahezu vollständig ausgelastet
- RD-Potential im Raum Frankfurt kann zum Teil (Staudinger 5) genutzt werden
- Im Ausland (FR) werden 0,9 GW zum Redispatch eingesetzt.

# Netzanalyse – Grenzsituation t+2

topologische Maßnahmen, Grenzsituation NNF250 & NNF273 & Jahreslauf

## Grenzsituation

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Irsching
- 380-kV-Würgassen
- 380-kV-Ottenhofen
- 380-kV-Kriffel
- 220-kV-Utfort
- 380-kV-Paffendorf
- 380-kV-Daxlanden (nur NNF273)
- 220-kV-Neurott (nur NNF273)

### Abgeschaltete Netzelemente:

- Transformator 421 in Sottrum
- Transformator 421 in Wahle

### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

## Jahreslauf

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV-Dörpen West
- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Paffendorf

### Abgeschaltete Netzelemente :

- keine

### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

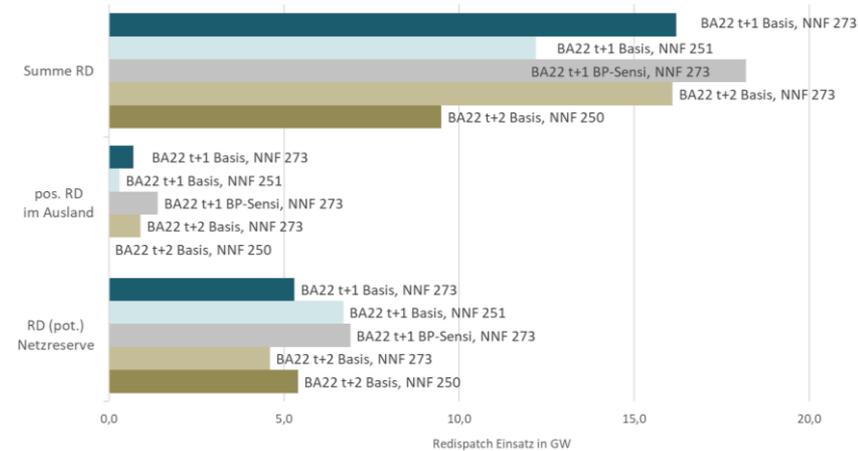
Hinweis: In den Netzanalysen wurden erstmalig Schrägregler (380/220kV-Transformatoren mit Wirkleistungsregelungsmöglichkeit) in der Optimierung berücksichtigt. Daher reduzieren sich die topologischen Maßnahmen im Vergleich zum Vorjahr.

# Netzanalyse – Grenzsituationen t+1 & t+2

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust Netz-Sensi	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+2 robust	BA22 t+2 Robust
Marktszenario	Basis	Basis	Basis	Basis	BP-Sensi	Basis	Basis
NNF	273	297	273	251	273	273	250
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23	2022/23	2023/24	2023/24
	GW						
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,3	6,7	10,8	5,1	11,4	10,4	4,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	1,4	3,0	1,9	2,9	4,3	2,7
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,7	3,9	2,4	5,1	3,9	1,4	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>16,2</b>	<b>12,2</b>	<b>18,2</b>	<b>16,1</b>	<b>9,5</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	7,6	6,3	8,9	3,3	8,3	8,3	2,9
Pos. RD Netzreserve in DE	4,9	3,9	4,6	5,6	5,4	3,7	4,7
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,0	0,2	0,7	1,1	1,5	0,9	0,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,0	0,1	0,6	0,2	0,7	0,0
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,3	1,3	1,5	1,5	1,3
Pos. RD im Ausland	0,2	0,0	0,7	0,3	1,4	0,9	0,0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>16,2</b>	<b>12,2</b>	<b>18,2</b>	<b>16,1</b>	<b>9,5</b>

Bedarfsanalyse 2022, Vergleich der bedarfsdimensionierenden Stunden



\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

Jahreslauf t+1

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

**Jahreslauf t+2**

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

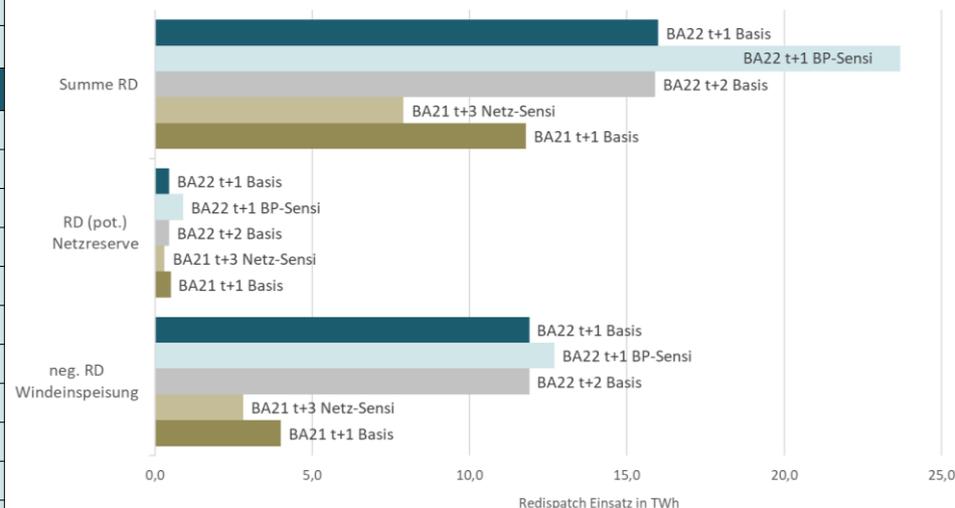
---

# Netzanalyse – Jahresläufe t+1 & t+2

## Übersicht BA21 Jahresläufe robust

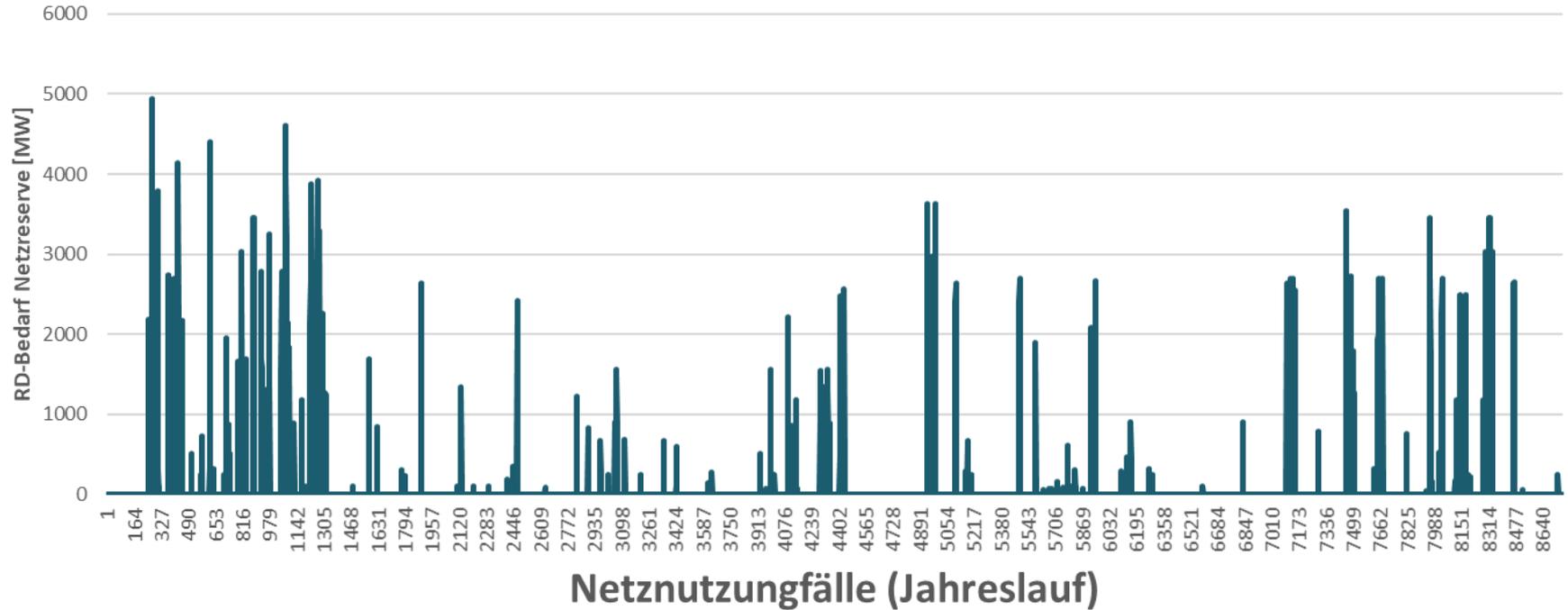
Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust	BA22 t+2 robust
Netzausbau	Basis	Netz- Sensi	Basis	BP-Sensi	Basis
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23	2023/24
	TWh				
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	2,7	1,9	7,4	7,4	7,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,3	0,9	4,2	4,9	4,4
Neg. RD PV-Einspeisung	-	0,1	0,3	0,4	0,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	7,9	5,0	4,0	10,9	3,4
Neg. RD im Ausland	0,003	0,03	0,04	0,01	0,08
<b>Summe negativer RD</b>	<b>11,8</b>	<b>7,9</b>	<b>16,0</b>	<b>23,6</b>	<b>15,8</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	8,4	7,3	15,0	22,0	14,8
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	0,5	0,3	0,40	0,62	0,33
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,00	0,004	0,03	0,32	0,13
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,03	0,006	0,06	0,25	0,04
Pos. RD in AT	2,6	0,4	0,5	0,5	0,6
Pos. RD im Ausland	0,2	0,002	0,01	0,01	0,01
<b>Summe positiver RD</b>	<b>11,8</b>	<b>7,9</b>	<b>16,0</b>	<b>23,6</b>	<b>15,8</b>

## Bedarfsanalyse 2022, Jahresläufe



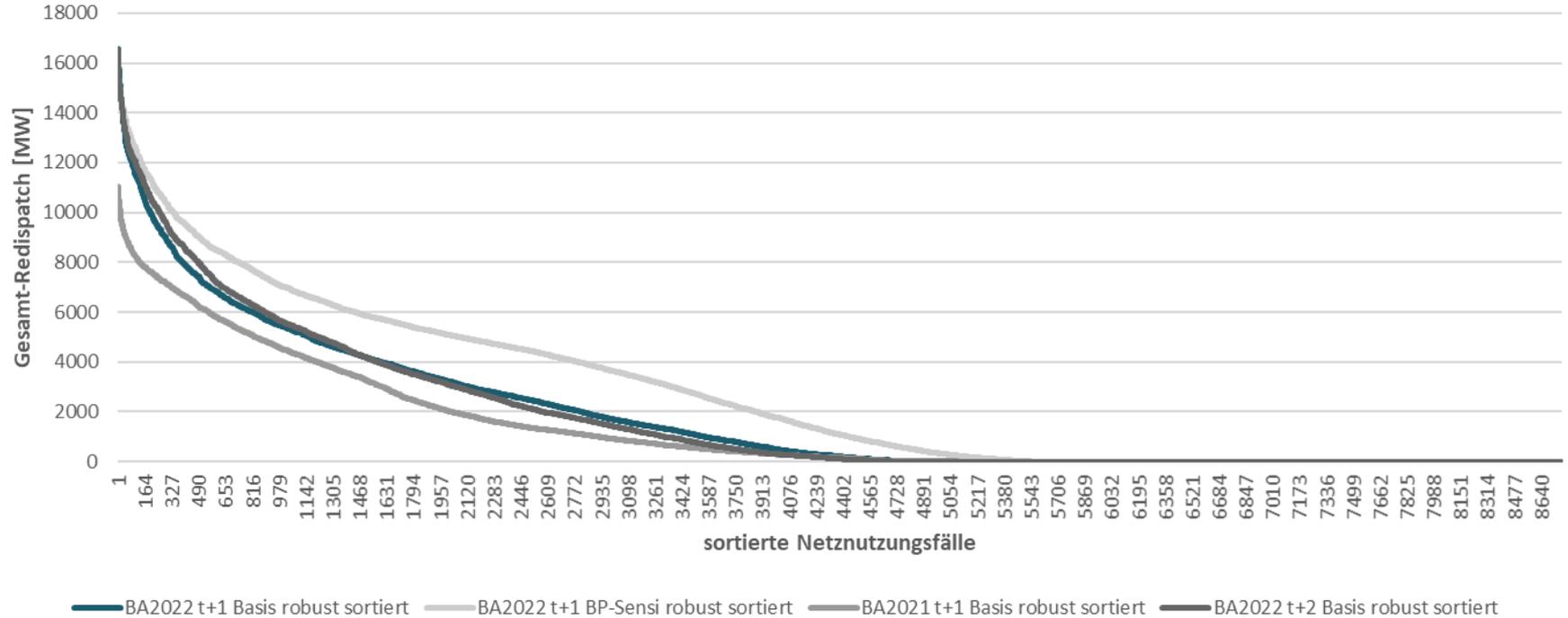
# Netzanalyse – Jahresläufe t+2

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im robusten Jahreslauf BA2022 (t+2) - Basis



# Netzanalyse – Jahresläufe t+1 und t+2

Vergleich des Gesamt-Redispatches der robusten Jahresläufe BA21 (t+1) Basis, BA22 (t+1) Basis, BA22 (t+1) BP-Sensi und BA22 (t+2) Basis



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

Jahreslauf t+1

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

Jahreslauf t+2

---

**Netzreserve-Portfolio t+2**

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2

---

# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios für t+2

Prüfung des Jahreslaufs mit dem Reserve-Portfolio der Grenzsituation

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	t+2 (NNF250)					t+2 (NNF273)				
				Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <20 + 2,5k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <20 + 2,5k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio
Altbach HKW 1	4040	433	512	188	433	433	191	X	188	433	433	202	X
Bexbach A	7040	726	471	117	726	726	118	X	117	726	726	127	X
Darmstadt GTKW	7921	95	371	277	95	95	234	X	277	0	0	0	
Daxlanden RDK 4 GT_DT	40045	342	496	75	342	342	79	X	75	342	342	89	X
GKM 7	4026	213	557	94	213	213	95	X	94	213	213	111	X
GKM 7M	4028	212	567	70	212	212	75	X	70	212	212	79	X
Heilbronn 5	4047	125	557	132	125	125	131	X	132	125	125	135	X
Heilbronn 6	4046	125	567	136	125	125	136	X	136	125	125	138	X
Ingolstadt 3	2028	375	474	47	375	375	50	X	47	375	375	59	X
Ingolstadt 4	2029	386	484	35	386	386	34	X	35	386	386	38	X
Irsching 3 (nur t+1)	2031	415	496										
KMW 2	7814a	256	595	109	212	256	90	X	109	0	0	0	
Marbach DT3 (nur t+1)	4012	262	446										
Marbach GT2 (nur t+1)	4050	77	426										
Marbach GT3	4051	85	416	211	85	85	217	X	211	85	85	223	X
Staudinger 4	2041	580	479	230	580	580	184	X	230	208	0*	0	
UPM Schongau	7997	64	620	110	64	64	113	X	110	64	64	114	X
Walheim 1 (nur t+1)	4048	96	571										
Walheim 2 (nur t+1)	4052	148	562										
Weier C	7614	656	504	35	656	656	40	X	35	656	656	45	X
Bergkamen A	7027	717	487	4	0	0	0		4	0	0	0	
Farge	2024	350	487	1	0	0	0		1	0	0	0	
Marl 1 G15	7937	125	695	0	0	0	0		0	125	0	0	
Marl 1 G16	7089	100	637	0	0	0	0		0	100	0	0	
Scholven C	7494	345	496	3	0	0	0		3	345	345	7	X
Voelklingen HKV	7161	211	637	10	211	0	0		10	211	211	13	X
Voelklingen MKV	7162	179	487	76	179	179	80	X	76	179	179	91	X
Staudinger 5 (nur t+2)	2042	510	489	191	510	510	161	X	191	0	184*	233	X
			Σ P eingesetzt		5528 MW	5361 MW				4909 MW	4661 MW		
			Σ P installiert	6984 MW	5572 MW	5361 MW	5361 MW	5361 MW	6984 MW	5282 MW	4987 MW	4987 MW	4987 MW

\* Staudinger 5 wird mit 184 MW eingesetzt, da Staudinger 4 ein Pmin von 200 MW hat.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 9. Netzanalysen

---

Grenzsituation t+1

---

Jahreslauf t+1

---

Netzreserve-Portfolio t+1

---

(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+1

---

Grenzsituation t+2

---

Jahreslauf t+2

---

Netzreserve-Portfolio t+2

---

*(n-1)-sicheres Netzreserveportfolio t+2*

---

# Netzanalyse – BA22 t+2 Grenzsituation (NNF 250) robust

Übersicht Änderungen im RD und Einsatz KW bei Nichtverfügbarkeit von Netzreserve

Kraftwerksname	Kurzname	P min	P max	Ergebnis aus allen Läufen			Ergebnis wenn Kraftwerk nicht vorhanden (MW)		Ergebnis aus JL/GS	
		MW	MW	Anzahl NNF*	RD Menge MWh	durchschnittliche Auslastung [%]	Ausland [MW]	Delta Ausland [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	RD in GS robust [MW]
Altbach HKW 1	4040	120	433	23	9959	100,0	94	94	202	433
Bexbach A	7040	250	726	23	16698	100,0	119	119	127	726
Darmstadt GTKW	7921	8	95	23	2176	99,6	0	0	0	0
Daxlanden RDK 4 GT_DT	40045	240	342	23	7866	100,0	89	89	89	342
GKM 7	4026	60	213	23	4899	100,0	0	0	111	213
GKM 7M	4028	60	212	23	4876	100,0	0	0	79	212
Heilbronn 5	4047	85	125	23	2875	100,0	0	0	135	125
Heilbronn 6	4046	85	125	23	2875	100,0	0	0	138	125
Ingolstadt 3	2028	41	375	23	8625	100,0	0	0	59	375
Ingolstadt 4	2029	41	386	23	8878	100,0	0	0	38	386
KMW 2	7814a	160	256	23	5877	99,8	0	0	0	0
Marbach GT3	4051	60	85	23	1955	100,0	0	0	223	85
Staudinger 4	2041	200	580	23	13340	100,0	0	0	0	0
UPM Schongau	7997	20	64	23	1472	100,0	0	0	114	64
Weihert C	7614	282	656	23	15079	99,9	110	110	45	656
Bergkamen A	7027	140	717	0	0	0,0	0	0	0	0
Farge	2024	120	350	0	0	0,0	0	0	0	0
Marl 1 G15	7937	50	125	0	0	0,0	0	0	0	0
Marl 1 G16	7089	40	100	0	0	0,0	0	0	0	0
Scholven C	7494	150	345	0	0	0,0	0	0	7	345
Voelklingen HKV	7161	91	211	15	2136	67,5	0	0	13	211
Voelklingen MKV	7162	77	179	23	4117	100,0	0	0	91	179
Staudinger 5	2042	140	510	23	11730	100,0	89	89	233	184

\* Es wurden 24 Rechnungen durchgeführt (1x mit allen KW, 23x mit jeweils einem KW nicht verfügbar)

# Netzanalyse – BA22 t+2 Grenzsituation (NNF 273) robust

Übersicht Änderungen im RD und Einsatz KW bei Nichtverfügbarkeit von Netzreserve

Kraftwerksname	Kurzname	P min	P max	Ergebnis aus allen Läufen			Ergebnis wenn Kraftwerk nicht vorhanden (MW)		Ergebnis aus JL/GS	
		MW	MW	Anzahl NNF*	RD Menge MWh	durchschnittliche Auslastung [%]	Ausland [MW]	Delta Ausland [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	RD in GS robust [MW]
Altbach HKW 1	4040	120	433	23	9959	100,0	1327	377	202	433
Bexbach A	7040	250	726	23	16698	100,0	1856	906	127	726
Darmstadt GTKW	7921	8	95	0	0	0,0	952	2	0	0
Daxlanden RDK 4 GT_DT	40045	240	342	23	7866	100,0	1492	542	89	342
GKM 7	4026	60	213	23	4865	99,3	1107	158	111	213
GKM 7M	4028	60	212	23	4876	100,0	1106	156	79	212
Heilbronn 5	4047	85	125	23	2875	100,0	1016	66	135	125
Heilbronn 6	4046	85	125	23	2875	100,0	1043	93	138	125
Ingolstadt 3	2028	41	375	23	8625	100,0	1097	147	59	375
Ingolstadt 4	2029	41	386	23	8878	100,0	1110	160	38	386
KMW 2	7814a	160	256	0	0	0,0	937	-13	0	0
Marbach GT3	4051	60	85	23	1955	100,0	1024	74	223	85
Staudinger 4	2041	200	580	0	0	0,0	952	3	0	0
UPM Schongau	7997	20	64	23	1472	100,0	995	45	114	64
Weiherr C	7614	282	656	23	15079	99,9	1711	761	45	656
Bergkamen A	7027	140	717	0	0	0,0	944	-6	0	0
Farge	2024	120	350	0	0	0,0	955	5	0	0
Marl 1 G15	7937	50	125	0	0	0,0	946	-4	0	0
Marl 1 G16	7089	40	100	0	0	0,0	950	0	0	0
Scholven C	7494	150	345	23	7935	100,0	798	-152	7	345
Voelklingen HKV	7161	91	211	23	4853	100,0	1145	195	13	211
Voelklingen MKV	7162	77	179	23	4117	100,0	1118	168	91	179
Staudinger 5	2042	140	510	21**	4432	41,4	1008	58	233	184

\* Es wurden 24 Rechnungen durchgeführt (1x mit allen KW, 23x mit jeweils einem KW nicht verfügbar)

\*\* Das KW Staudinger 5 wurde nicht beim Ausfall von den Kraftwerken Daxlanden RDK 4 und Weiherr C genutzt

# Netzanalyse – Grenzsituationen BA22 t+1 & t+2

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 robust Netz-Sensi	BA22 t+1 robust	BA22 t+1 robust ohne Bexbach	BA22 t+2 robust	BA22 t+2 robust	BA22 t+2 robust ohne Bexbach	BA22 t+2 robust ohne Bexbach
Marktszenario	Basis	Basis	BP-Sensi	BP-Sensi	Basis	Basis	Basis	Basis
NNF	273	297	273	273	273	250	273	250
Betrachtungsjahr	2021/22	2023/24	2022/23	2022/23	2023/24	2023/24	2023/24	2023/24
	GW							
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,3	6,7	11,4	10,6	10,4	3,6	10,5	4,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	1,4	2,9	3,9	4,3	3,2	4,3	2,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,7	3,9	3,9	3,7	1,4	2,8	1,5	2,7
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>16,1</b>	<b>9,5</b>	<b>16,3</b>	<b>9,3</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	7,6	6,3	8,3	8,4	8,3	2,9	8,3	3,0
Pos. RD Netzreserve in DE	4,9	3,9	5,4	4,5	3,7	4,7	3,3	3,9
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,0	0,2	1,5	1,5	0,9	0,7	0,9	0,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,0	0,2	0,2	0,7	0,0	0,7	0,1
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3	1,5	1,3
Pos. RD im Ausland	0,2	0,0	1,4	2,2	0,9	0,0	1,9	0,1
<b>Summe positiver RD</b>	<b>14,9</b>	<b>12,0</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>16,1</b>	<b>9,5</b>	<b>16,3</b>	<b>9,3</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

# Ergebnisse Auswertung der Auswirkungen durch die Nichtverfügbarkeit von (potenziellen) Netzreservekraftwerken – BA22 t+2

## NNF 250

- Alle Netzreserve Kraftwerke im robusten Netzreserveportfolio werden in jeder Iteration gezogen.
- Bei 15 untersuchten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wird zusätzlich Voelklingen HKV eingesetzt.
- In diesem NNF führen einige Kraftwerksnichtverfügbarkeiten zu einem geringen RD-Bedarf im Ausland.

## NNF 273

- Bis auf Staudinger 5 werden alle Netzreserve-Kraftwerke im robusten Netzreserveportfolio in jeder Iteration gezogen. Bei einer Nichtverfügbarkeit von Daxlanden RDK 4 und Weiher C wird Staudinger nicht eingesetzt.
- Es wird kein zusätzliches potenzielles Netzreserve-Kraftwerk genutzt.
- Der höchste Anstieg des RD-Bedarfs im Ausland wurde bei einer Nichtverfügbarkeit von Bexbach A ermittelt. In diesem Fall steigt der RD-Bedarf im Ausland um rund 900 MW auf 1.856 MW.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. **Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen**
11. Fazit

# Qualitative Spannungsbewertung für 2022/23 (t+1)

50Hertz	Amprion
<p><b>Nordraum</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Sinkendes Defizit an spannungssenkender Kompensation</li><li>▪ Kein spannungshebendes Blindleistungsdefizit</li><li>▪ Geringes Defizit an regelbarer Blindleistungskompensation</li></ul> <p><b>Südraum</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Steigendes Defizit an spannungssenkender Kompensation</li><li>▪ Geringes spannungshebendes Blindleistungsdefizit</li><li>▪ Geringes Defizit an regelbarer Blindleistungskompensation</li></ul>	<p><b>Emsland</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Hier können kritische Spannungen in Zeiten hoher Leistungstransite durch Windeinspeisung auftreten</li></ul> <p><b>Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Verbesserung der Spannungshaltung durch Phasenschieberbetrieb von Westfalen E zu erwarten. Allerdings existiert noch keine Redundanz.</li></ul> <p><b>Rheinland</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ein deutlich reduzierter Einsatz von Braunkohlekraftwerken kann zu hohen und niedrigen kritischen Spannungen führen.</li></ul> <p><b>Saarland/Rheinland-Pfalz/Bayerisch-Schwaben</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ In diesen Gebieten kann es zu Überspannungen kommen.</li></ul>
TransnetBW	TenneT
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Geringe Defizite an spannungssenkender Kompensation</li><li>▪ Kein relevantes Defizit an spannungshebender Kompensation</li><li>▪ Defizit an regelbarer Blindleistungskompensation</li><li>▪ Die Außerbetriebnahme des KKW GKN2 kann zu einer temporären Verschlechterung der Situation führen (Erhöhung der Notwendigkeit für spannungsbedingten Redispatch)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In weiten Teilen der Regelzone besteht ein Defizit an spannungssenkender, -hebender und regelbarer Kompensation</li><li>▪ Eine Ausnahme bildet die Küstenregion mit ausreichenden Kompensationspotenzialen aus den Onshore-Konvertern der Offshore-HGÜ</li><li>▪ Die betrieblichen Maßnahmen im südlichen Niedersachsen sind bereits ausgereizt und erfordert den Einsatz des Kraftwerk Heyden 4</li></ul>

Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Qualitative Spannungsbewertung für 2023/24 (t+2)

50Hertz	Amprion
<p><b>Nordraum</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Durch Zubau von Kompensationsanlagen wird das spannungssenkende Kompensationsdefizit weiter reduziert</li><li>▪ Leicht steigendes spannungshebendes Blindleistungsdefizit</li><li>▪ Steigendes Defizit an regelbarer Kompensation</li></ul> <p><b>Südraum</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Hohes Defizit an spannungssenkender Kompensation</li><li>▪ Geringes spannungshebendes Blindleistungsdefizit</li><li>▪ Stark steigendes Defizit an regelbarer Kompensation</li></ul>	<p><b>Emsland</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Hier können kritische Spannungen in Zeiten hoher Leistungstransite durch Windeinspeisung auftreten</li></ul> <p><b>Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Verbesserung der Spannungshaltung durch Phasenschieberbetrieb von Westfalen E zu erwarten. Allerdings existiert noch keine Redundanz.</li></ul> <p><b>Rheinland</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ein deutlich reduzierter Einsatz von Braunkohlekraftwerken kann zu hohen und niedrigen kritischen Spannungen führen.</li></ul> <p><b>Saarland/Rheinland-Pfalz/Bayerisch-Schwaben</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ In diesen Gebieten kann es zu Überspannungen kommen.</li></ul>
TransnetBW	TenneT
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Geringe Defizite an spannungssenkender Kompensation</li><li>▪ Kein relevantes Defizit an spannungshebender Kompensation</li><li>▪ Defizit an regelbarer Blindleistungskompensation</li><li>▪ Die Außerbetriebnahme des KKW GKN2 kann zu einer temporären Verschlechterung der Situation führen (Erhöhung der Notwendigkeit für spannungsbedingten Redispatch)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In weiten Teilen der Regelzone besteht ein Defizit an spannungssenkender, -hebender und regelbarer Kompensation</li><li>▪ Eine Ausnahme bildet die Küstenregion mit ausreichenden Kompensationspotenzialen aus den Offshore-HGÜ sodass eine Außerbetriebnahme von KW Farge unkritisch ist</li><li>▪ In Raum Hessen und Bayern werden im Betrieb häufig kritische Spannungen festgestellt</li><li>▪ Die Notwendigkeit für das Kraftwerk Heyden 4 ist weiterhin gegeben, wobei sich der Umbau zum RPS verzögert</li><li>▪ Für den sicheren Netzbetrieb ist es unerlässlich, dauerhaft min. ein Kraftwerk am Standort Großkrotzenburg betriebsbereit zur Verfügung zu haben. Dazu stellen sich die Kraftwerke Staudinger 4 + 5 notwendigerweise gegenseitig in den Revisionszeiten Redundanz. Der geplante RPS in Großkrotzenburg wird frühestens in 2026 in Betrieb genommen.</li><li>▪ Am Standort Ingolstadt ergibt sich ein ähnlich kritisches Bild, sodass hier ein Bedarf an den Kraftwerken Ingolstadt 3 + 4 besteht, die sich i.d.R. gegenseitig Reserve stellen.</li></ul>

Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Qualitative Spannungsbewertung 1/3

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering/Mittel/Hoch)	Kommentar
Altbach HKW1	TransnetBW	4040	Mittel	Das Kraftwerk wurde insbesondere 2020 öfter zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt, insbesondere bei Nichtverfügbarkeiten von HKW2. 2021 konnte aufgrund der Inbetriebnahme mehrerer Kompensationsdrosselspulen eine signifikante Reduktion des spannungsbedingten Redispatch erreicht werden, was sich auch in 2022 so fortsetzen dürfte. Ab 2023 wird sich die Situation aufgrund der Stilllegung des KKW GKN2 temporär wieder angespannter darstellen.
Bexbach	Amprion	7040	Mittel	Das KW kann im Ausnahmefall zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden. Das gilt insbesondere im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit der RPSA Uchtelfangen.
Daxlanden RDK4	TransnetBW	4004 & 4005	Mittel	Da sich am Standort noch weitere Kraftwerksblöcke befinden, ist RDK4 zur Spannungshaltung nur im Fall von Nichtverfügbarkeiten von RDK7 und RDK8 oder der in der Region befindlichen Kompensationsmittel notwendig.
GKM 7	TransnetBW	4026	Gering	Da sich am Standort noch weitere Kraftwerksblöcke befinden, ist GKM7 zur Spannungshaltung nicht zwingend erforderlich.
GKM 7 M	TransnetBW	4028	Gering	
GTKW Darmstadt	Amprion	7921	Gering	Beeinflussung der Spannung im HöS-Netz durch technisch möglichen Arbeitsbereich und Anschluss im 110kV-Netz begrenzt.
Heilbronn 5	TransnetBW	4047	Gering	Durch die relativ geringe Leistung des Kraftwerks und des damit einhergehenden geringen Blindleistungsstellbereichs sowie dem Anschluss im 110kV-Netz ist der Block für die Spannungshaltung nicht als erforderlich einzustufen.
Heilbronn 6	TransnetBW	4046	Gering	
Ingolstadt Block 3	TenneT	2028	Mittel	Die Kraftwerke stellen sich gegenseitig Reserve im Revisionszeitraum Relevanter Zeitraum: Sommerstillstände/Revisionen
Ingolstadt Block 4	TenneT	2029	Mittel	
KMW 2	Amprion	7814a	Gering	Beeinflussung der Spannung im HöS-Netz durch technisch möglichen Arbeitsbereich und Anschluss im 110kV-Netz begrenzt.

Die Risikobewertung stellt die Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht. Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Qualitative Spannungsbewertung 2/3

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering/Mittel/Hoch)	Kommentar
Staudinger Block 4	TenneT	2041	Hoch	Kritische Spannung in der Region erfordert Redundanz zu Staudinger 5.
UPM Schongau	Amprion	7997	Gering	Beeinflussung der Spannung im HÖS-Netz durch technisch möglichen Arbeitsbereich und Anschluss im 110kV-Netz begrenzt.
Weiber C	Amprion	7614	Mittel	Das KW kann im Ausnahmefall zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden. Das gilt insbesondere im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit der RPSA Uchtelfangen.
Irsching Block 3	TenneT	2031	Gering	Aufgrund der Kraftwerke Irsching 4 und 5 sowie des im Bau befindlichen bnBM BI 6 ist - auch mit Außerbetriebnahme KKW Isar2 ein spannungsbedingter Redispatch in Block 3 - eher unwahrscheinlich.
Marbach GT2	TransnetBW	4050	Gering	Durch die relativ geringe Leistung des Kraftwerks und des damit einhergehenden geringen Blindleistungsstellbereichs sowie dem Anschluss im 110kV-Netz ist der Block für die Spannungshaltung nicht als erforderlich einzustufen.
Marbach GT3	TransnetBW	4051	Gering	
Marbach DT3	TransnetBW	4012	Gering	Marbach DT3 wurde bisher nicht zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt. Auch wenn dieser Anwendungsfall mit der Stilllegung des KKW GKN2 wahrscheinlicher wird, so ist unter Berücksichtigung des am Standort in Bau befindlichen bnBM nicht davon auszugehen, dass Marbach DT3 zur Spannungshaltung zwingend erforderlich ist.
Walheim 1	TransnetBW	4048	Gering	Durch die relativ geringe Leistung des Kraftwerks und des damit einhergehenden geringen Blindleistungsstellbereichs sowie dem Anschluss im 110kV-Netz ist der Block für die Spannungshaltung nicht als erforderlich einzustufen.
Walheim 2	TransnetBW	4052	Gering	Durch die relativ geringe Leistung des Kraftwerks und des damit einhergehenden geringen Blindleistungsstellbereichs sowie dem Anschluss im 110kV-Netz ist der Block für die Spannungshaltung nicht als erforderlich einzustufen.

Die Risikobewertung stellt die Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht. Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Qualitative Spannungsbewertung 3/3

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering/Mittel/Hoch)	Kommentar
Bergkamen A	Amprion	7027	Gering	Das KW kann in einer kritischen Netzsituation und im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit des in Phasenschieberbetrieb befindlichen Kraftwerks Westfalen E zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden.
Völklingen – HKV & MKV	Amprion	7161 & 7162	Mittel	Die Kraftwerksblöcke können im Ausnahmefall zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden. Das gilt insbesondere im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit der RPSA Uchtelfangen.
Farge	TenneT	2024	Gering	Ausreichend Kompensationspotenziale aus Offshore-Konvertern vorhanden.
Marl 1	Amprion	7089 & 7937	Gering	Die Anlage wird auf einen anderen Brennstoff umgestellt.
Scholven C	Amprion	7494	Mittel	Spannungshaltung in 220-kV-Netz gegebenenfalls gefährdet. Das gilt insbesondere bei einer Nicht-Verfügbarkeit des 380/220-kV Kuppeltransformators in Kusenhorst.
Venator HKW – Block 1	Amprion	7726	Gering	
Henkel - Anlage 80	Amprion	7706	Gering	Die Anlage wird auf einen anderen Brennstoff umgestellt.
Sappi Stockstadt – HKW	Amprion	7806	Gering	
Stadtwerke Ulm- HKW	Amprion	7140	Gering	
Smurfit Kappa Zülpich	Amprion	7940	Gering	
HKW Euskirchen	Amprion	7947	Gering	Das HKW wird auf einen anderen Brennstoff umgestellt.
HKW Könnern - Block 1	50Hertz	8547	Gering	Das HKW wird auf einen anderen Brennstoff umgestellt.
Staudinger 5	TenneT	2042	Hoch	Kritische Spannung in der Region erfordert Redundanz zu Staudinger 4.
Neurath A & D & E	Amprion	7405 & 7408 & 7409	Gering	Bei vermindertem Einsatz der verbleibenden Braunkohlekraftwerke kann es zu Spannungsproblemen kommen. Für diesen Fall können die im Markt verbleibenden und in der Nähe befindlichen Braunkohlekraftwerke zum spannungsbedingten RD herangezogen werden.

Die Risikobewertung stellt die Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht. Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Zusammenfassung der Qualitativen Spannungsanalyse

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering/Mittel/Hoch)
Altbach HKW1	TransnetBW	4040	Mittel
Bexbach	Amprion	7040	Mittel
Daxlanden RDK4	TransnetBW	4004 & 4005	Mittel
GKM 7	TransnetBW	4026	Gering
GKM 7 M	TransnetBW	4028	Gering
GTKW Darmstadt	Amprion	7921	Gering
Heilbronn 5	TransnetBW	4047	Gering
Heilbronn 6	TransnetBW	4046	Gering
Ingolstadt Block 3	TenneT	2028	Mittel
Ingolstadt Block 4	TenneT	2029	Mittel
KMW 2	Amprion	7814a	Gering
<b>Staudinger Block 4</b>	<b>TenneT</b>	<b>2041</b>	<b>Hoch</b>
UPM Schongau	Amprion	7997	Gering
Weiber C	Amprion	7614	Mittel
Irsching Block 3	TenneT	2031	Gering
Marbach GT2	TransnetBW	4050	Gering
Marbach GT3	TransnetBW	4051	Gering
Marbach DT3	TransnetBW	4012	Gering
Walheim 1	TransnetBW	4048	Gering
Walheim 2	TransnetBW	4052	Gering
Bergkamen A	Amprion	7027	Gering
Völklingen – HKV & MKV	Amprion	7161 & 7162	Mittel
Farge	TenneT	2024	Gering

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering/Mittel/Hoch)
Marl 1	Amprion	7089 & 7937	Gering
Scholven C	Amprion	7494	Mittel
Venator HKW – Block 1	Amprion	7726	Gering
Sappi Stockstadt – HKW	Amprion	7806	Gering
Stadtwerke Ulm- HKW	Amprion	7140	Gering
Smurfit Kappa Zülpich	Amprion	7940	Gering
<b>Staudinger 5</b>	<b>TenneT</b>	<b>2042</b>	<b>Hoch</b>
Neurath A & D & E	Amprion	7405 & 7408 & 7409	Gering

- Die rot markierten Kraftwerke sind aus Gründen der Spannungshaltung unerlässlich.
- Die Nichtverfügbarkeit der gelb markierten Kraftwerke wird aus Sicht der Qualitativen Spannungsanalyse mit einem mittleren Risiko bewertet. Diese Kraftwerke müssen detailliert in der Quantitativen Spannungsanalyse untersucht werden.

Die Risikobewertung stellt die Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht. Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Die Bewertung kann von den quantitativen Ergebnissen und Schlussfolgerungen abweichen.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik der Systemanalysen
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalysen
7. Identifikation der Grenzsituation
8. Marktsimulation
9. Netzanalysen
10. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalysen
11. **Fazit**

# Ergebnisse der BA 2022 – Zeithorizonte 2022/23 und 2023/24

Fazit: Ansteigende Transportaufgabe durch Ausbau von Windkraftanlagen im Norden und durch erhöhte Gaspreise

- **Betrachtung der Grenzsituation für die Ermittlung von Redispatch und Netzreserve (GW)**
  - Deutlicher **Anstieg des Redispatch-Bedarfs in 2022/23** gegenüber 2021/22 (BA 2021), weil einer **Zunahme des Transportbedarfs** (Nord-Ost Richtung Süd-West), aufgrund von **Ausbau von Windkraftanlagen im Norden** und **erhöhten Gaspreisen**, beinahe **kein innerdeutscher Netzausbau** gegenübersteht.
  - Die bisherige **Netzreserve** wird weiterhin **vollständig benötigt**.
  - Es wird **Redispatch** mit bezuschlagten **Kraftwerken der dritten und vierten Ausschreibungsrunde (KVBG)** sowie dem **Ausland** durchgeführt.
  - Ein Interessenbekundungsverfahren (IBV) über zu kontrahierende Netzreserve im Ausland wird für beide Zeithorizonte durchgeführt werden müssen.
- **Betrachtung Jahresläufe für die Ermittlung des Redispatch- und Netzreservebedarfs (TWh)**
  - Auch in der Jahresbetrachtung zeigt sich ein **steigender Bedarf an Redispatch**.
- **Schlussfolgerungen für die Systemrelevanzprüfungen gem. KVBG aus der BA 2022**
  - Aus der **dritten Ausschreibungsrunde** werden die Kraftwerke Bergkamen A, Scholven C, Völklingen HKV und MKV auf Basis dieser Analysen als systemrelevant identifiziert. Die Kraftwerke Farge, Marl 1 G15 und Marl 1 G16 werden aus dieser Betrachtung heraus nicht für systemrelevant angesehen.
  - Aus der **vierten Ausschreibungsrunde** wird das Kraftwerk Staudinger 5 auf Basis dieser Analysen als systemrelevant identifiziert.
- **Schlussfolgerung aus qualitativer Spannungsbewertung**
  - Alle Kraftwerke, deren Nicht-Verfügbarkeit mit einem „mittleren“ und „hohen“ Risiko für die Spannungshaltung/ -Stabilität bewertet sind, werden auch für den strombedingten Redispatch benötigt.

# Kontaktfolie

## **50Hertz Transmission GmbH**

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: [info@50hertz.com](mailto:info@50hertz.com)

## **TenneT TSO GmbH**

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: [info@tennet.eu](mailto:info@tennet.eu)

## **Amprion GmbH**

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)

## **TransnetBW GmbH**

Osloer Straße 15–17

70173 Stuttgart

E-Mail: [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)