

# Abschlussbericht – Systemanalysen 2017

24.04.2017



TRÄNSNET BW

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

### *Analyseumfang*

---

*Auswahl und Begründung neuer NNF*

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse*

---

*Fazit*

---

## 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

## 3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

## 4. Eingangsparameter

---

## 5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

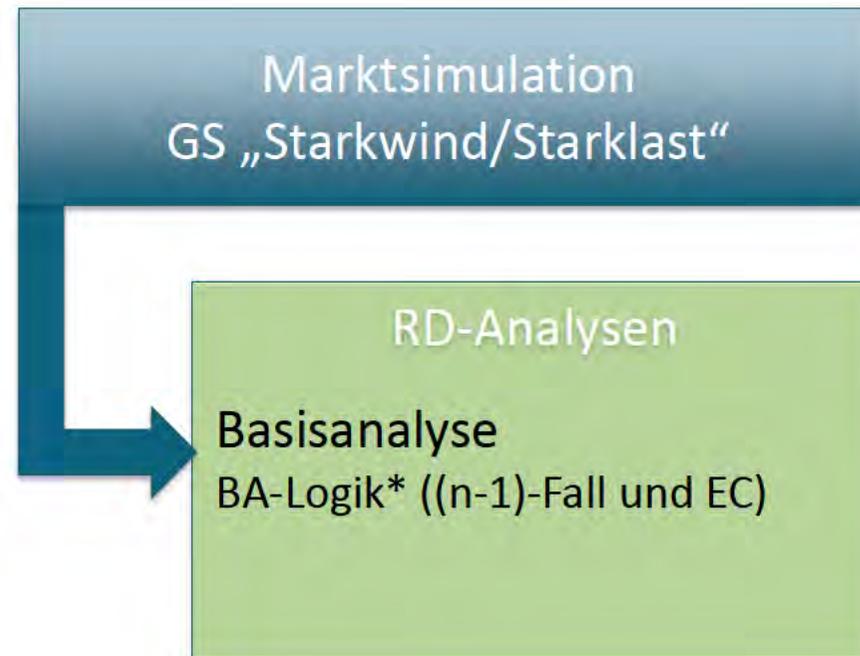
## 6. Marktsimulation

---

## 7. Netzanalysen

---

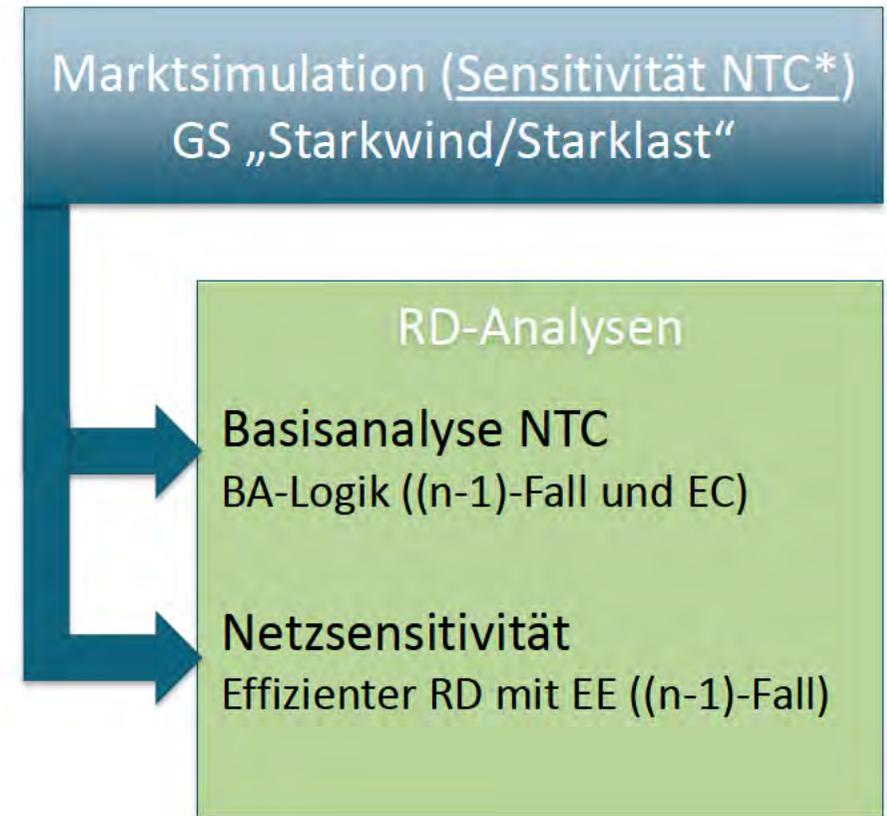
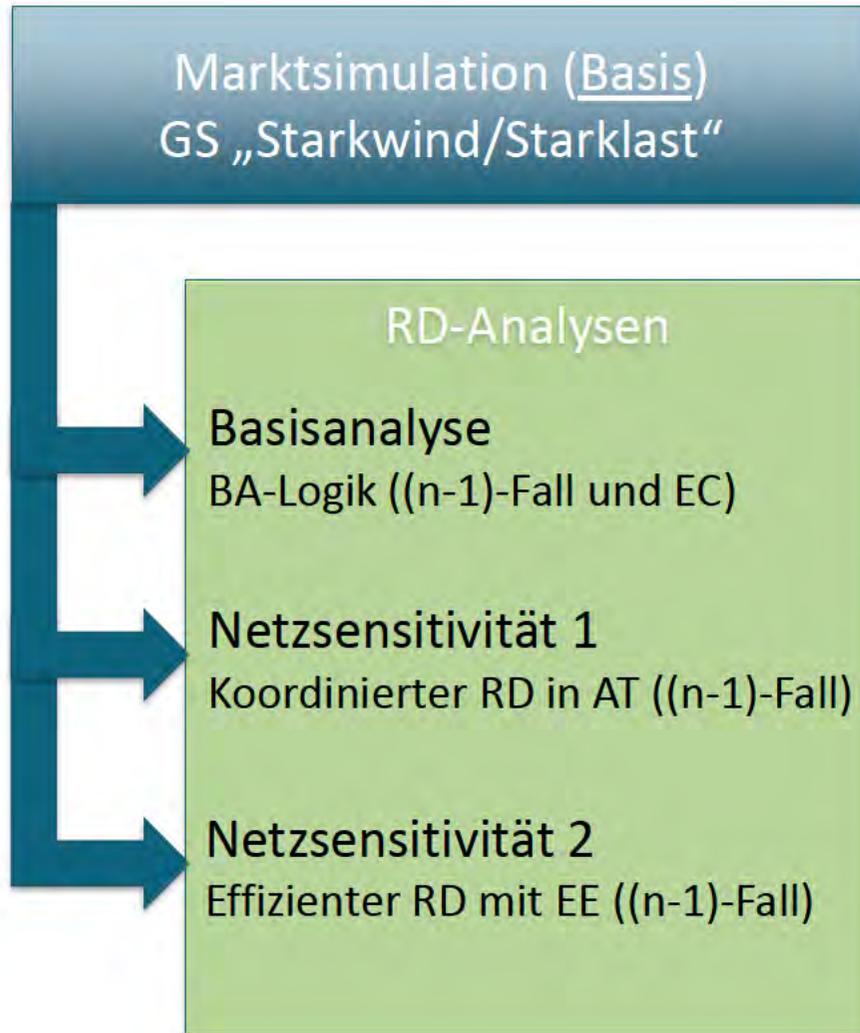
# Analyseumfang Winter 2017/18 (t+1)



\*BA-Logik: RD-Einsatzreihenfolge gemäß:

1. Markt-KW in DE
2. Netzreserve-KW in DE und kontrahierte Netzreserve im Ausland
3. zusätzliche Netzreserve im Ausland

# Analyseumfang Winter 2018/19 (t+2)



\*NTC DE-AT: 5,5 GW

# Hinweise zu den RD-Analysen

- **Ziel der Basisanalyse (BA-Logik) in (t+1) und (t+2):**

Bestimmung des Netzreservebedarfs für ein potenzielles IBV

- **Ziel der Netzsensitivitäten in (t+2):**

Untersuchung des jeweiligen Beitrags zum Abschmelzen der Netzreserve in DE gem.

Vereinbarung zwischen BMWi und KOM vom 30.08.2016:

*„Netzreserve: Das Volumen wird von BNetzA auf Grundlage einer Systemanalyse der ÜNB festgelegt. Das Volumen der Netzreserve wird um 1,0 GW bis Winter 2018/2019 und um zusätzliche 0,5 GW bis Winter 2019/2020, also insgesamt um 1,5 GW, reduziert im Vergleich zum Basisszenario (durch die BNetzA endgültig festgestelltes Volumen der Netzreserve für diesen Zeitraum ohne die unten genannten Maßnahmen.“*

- (i) Verbesserung der regionalen Steuerung des Erneuerbaren-Zubaus insbesondere durch die Einführung des Netzausbaugebiets im EEG 2017;*
- (ii) Verstärkte regionale Zusammenarbeit beim Redispatch mit Österreich und anderen Mitgliedstaaten;*
- (iii) Zunehmende Nutzung von unterbrechbaren Lasten;*
- (iv) Effizienteres Redispatch insbesondere bei Erneuerbaren Energien und KWK.*

*Die Maßnahmen sollen zum Winter 2019/2020 effektiv wirken und dann eine langfristige Reduktion um 1,5 GW sicherstellen.*

## Anmerkung:

- Eine Analyse der Auswirkungen von „Abschaltbaren Lasten“ in (t+2) erfolgt mangels kontrahiertem Volumen nicht.
- Ein RD mit KWK-Kraftwerken wird aufgrund der fehlenden Vertragslage mit KWK Betreibern nicht berücksichtigt.
- Auswirkungen auf den Netzreservebedarf infolge der Einführung von Netzausbaugebieten sind frühestens ab 2019 denkbar, weil vorher der Windenergieausbau nicht beeinflusst wird.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

*Analyseumfang*

---

***Auswahl und Begründung neuer NNF***

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)*

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+2)*

---

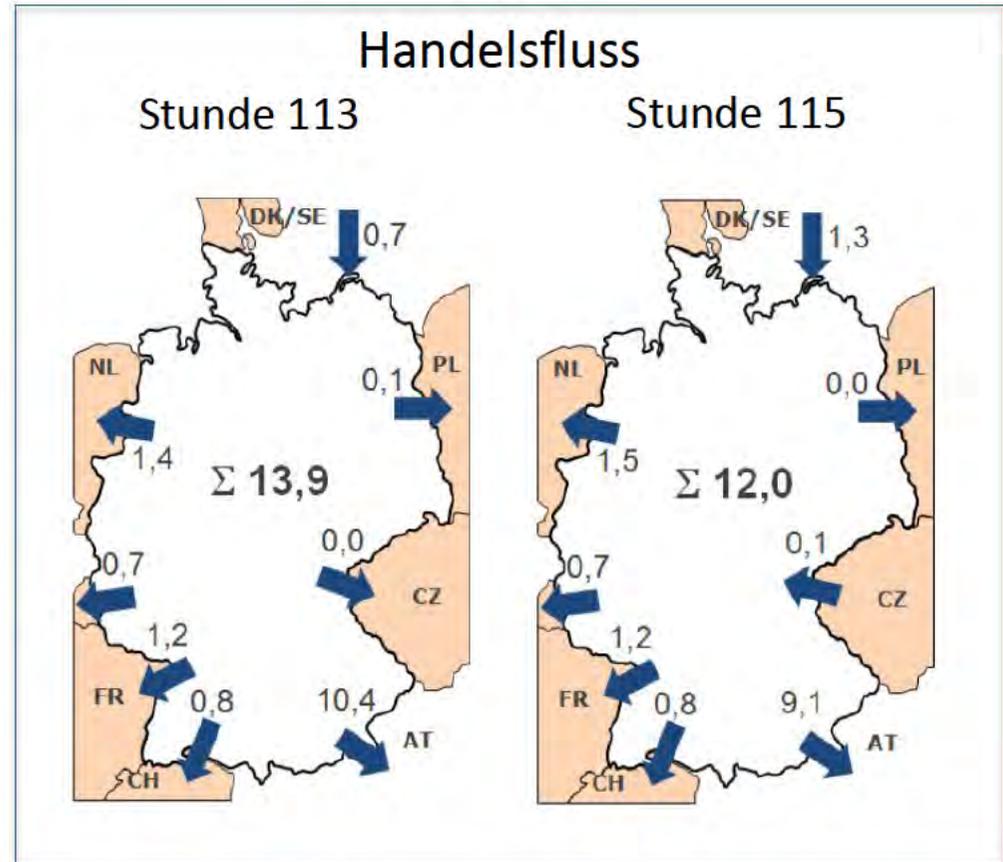
*Fazit*

---

# Auswahl und Begründung zum neuen NNF

Kennzahlen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“

	[GW]	t+1 (2017/18) Stunde 113	t+1 (2017/18) Stunde 115
<b>Stromverbrauch/Last</b> (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	52,0	53,4
	Süd-DE	33,8	35,4
	<b>Summe</b>	<b>85,8</b>	<b>88,7</b>
<b>WEA<sub>Ist</sub></b>	Onshore (Nord-DE)	35,3	35,6
	Onshore (Süd-DE)	4,3	4,9
	Offshore	4,7	4,7
	<b>Summe</b>	<b>44,3</b>	<b>45,2</b>
<b>PV<sub>Ist</sub></b>	<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>KW NV</b>	Nord-DE	4,5	4,5
	Süd-DE	4,7	4,7
	<b>Summe</b>	<b>9,2</b>	<b>9,2</b>



- Bedingt durch die zeitkoppelnden Effekte und zeitpunktübergreifende Optimierung in der Marktsimulation kann eine kritische Netzsituation nicht ausschließlich anhand der zeitpunktbezogenen Fundamentaldaten eindeutig bestimmt werden.
- Bei Überprüfung der synthetischen Woche fiel u.a. ein höherer Handelsflusses DE-AT durch verstärkten Pumpeinsatz in AT auf.
- Aus diesem Grund wurden die Stunden 113 und 115 ausgewertet, mit dem Ergebnis, dass die Stunde 113 deutlich kritischer ist.

→ **Daher wird in BA17 die Stunde 113 zur Dimensionierung des ausländischen Netzreservebedarfs herangezogen.**

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

*Analyseumfang*

---

*Auswahl und Begründung neuer NNF*

---

***Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)***

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+2)*

---

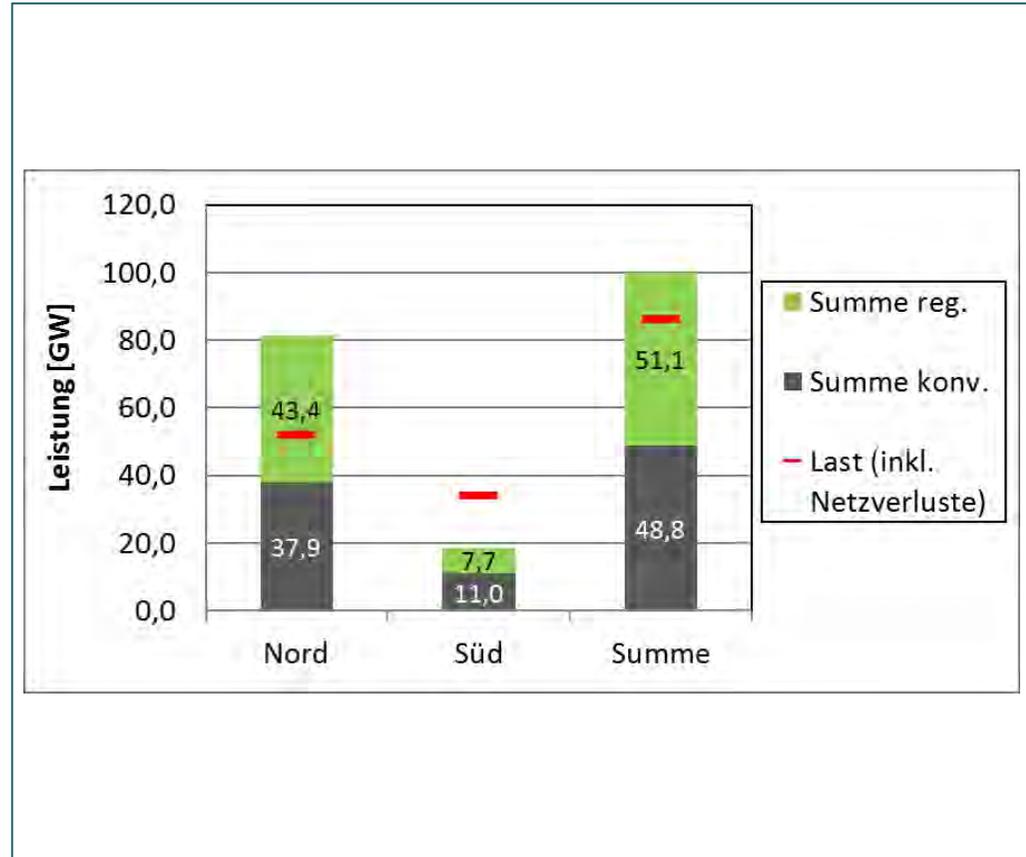
*Fazit*

---

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,3
Braunkohle	18,1	0,0	18,1
Steinkohle	6,5	2,0	8,5
Erdgas	4,2	2,3	6,5
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,6	2,7
KWK<10MW	2,5	1,4	3,9
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,8</b>
Wind Onshore	35,3	4,3	39,5
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>43,4</b>	<b>7,7</b>	<b>51,1</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,2</b>	<b>18,7</b>	<b>99,9</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,0</b>	<b>86,0</b>
<b>Saldo</b>	<b>29,2</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,9</b>

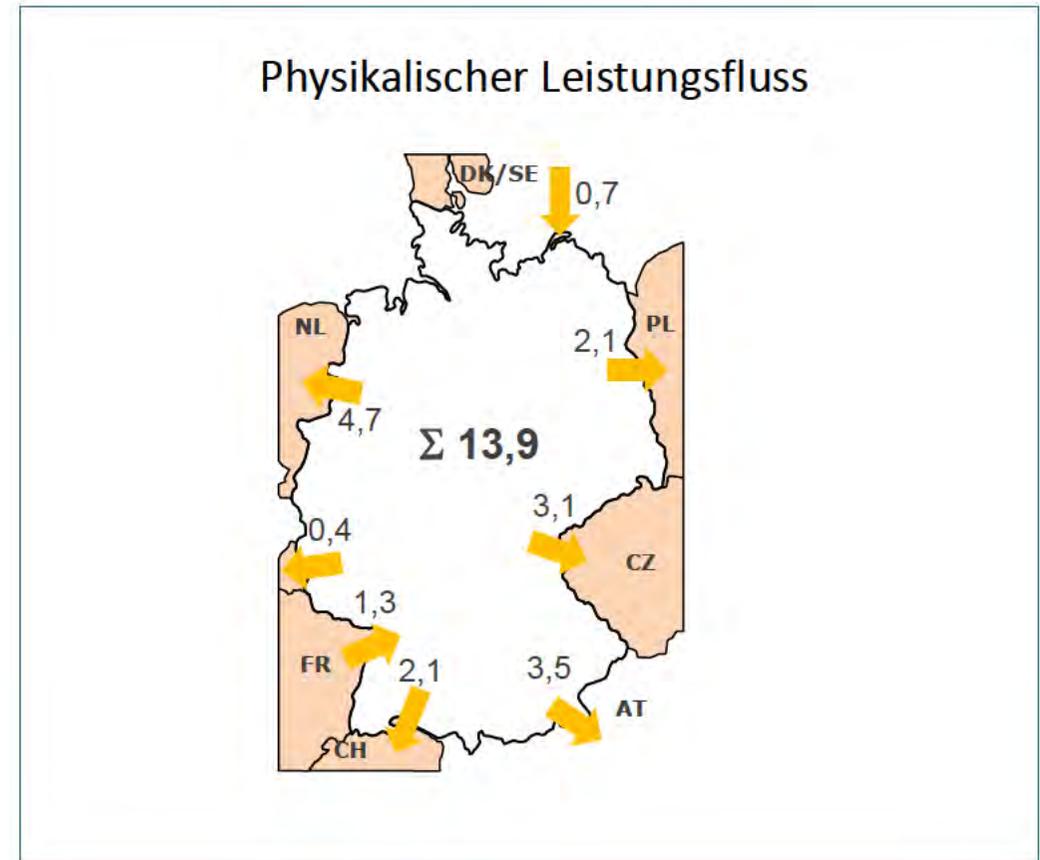
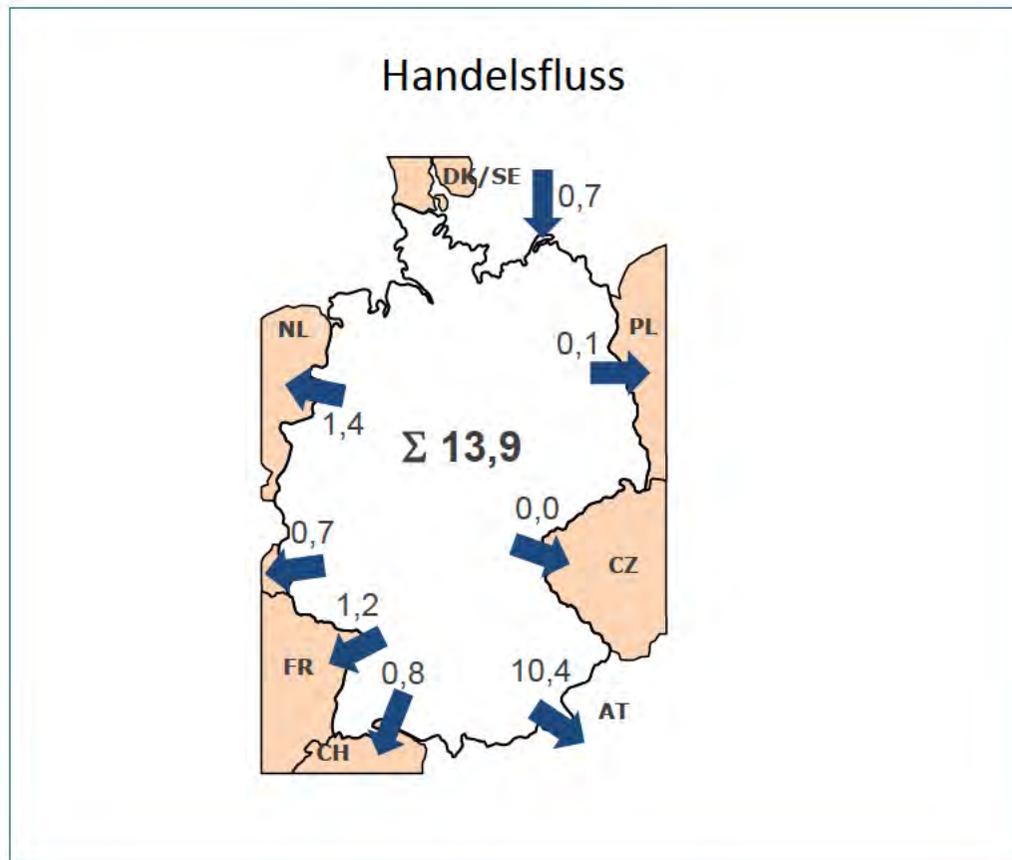


- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -15,3 GW, Delta zu 115: -1,0 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +29,2 GW, Delta zu 115: +1,0 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. 13,9 GW, Delta zu 115: +1,9 GW)

\* Aufteilung von 110kV-Netzgruppen nach Nord und Süd

# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch) Angaben in GW

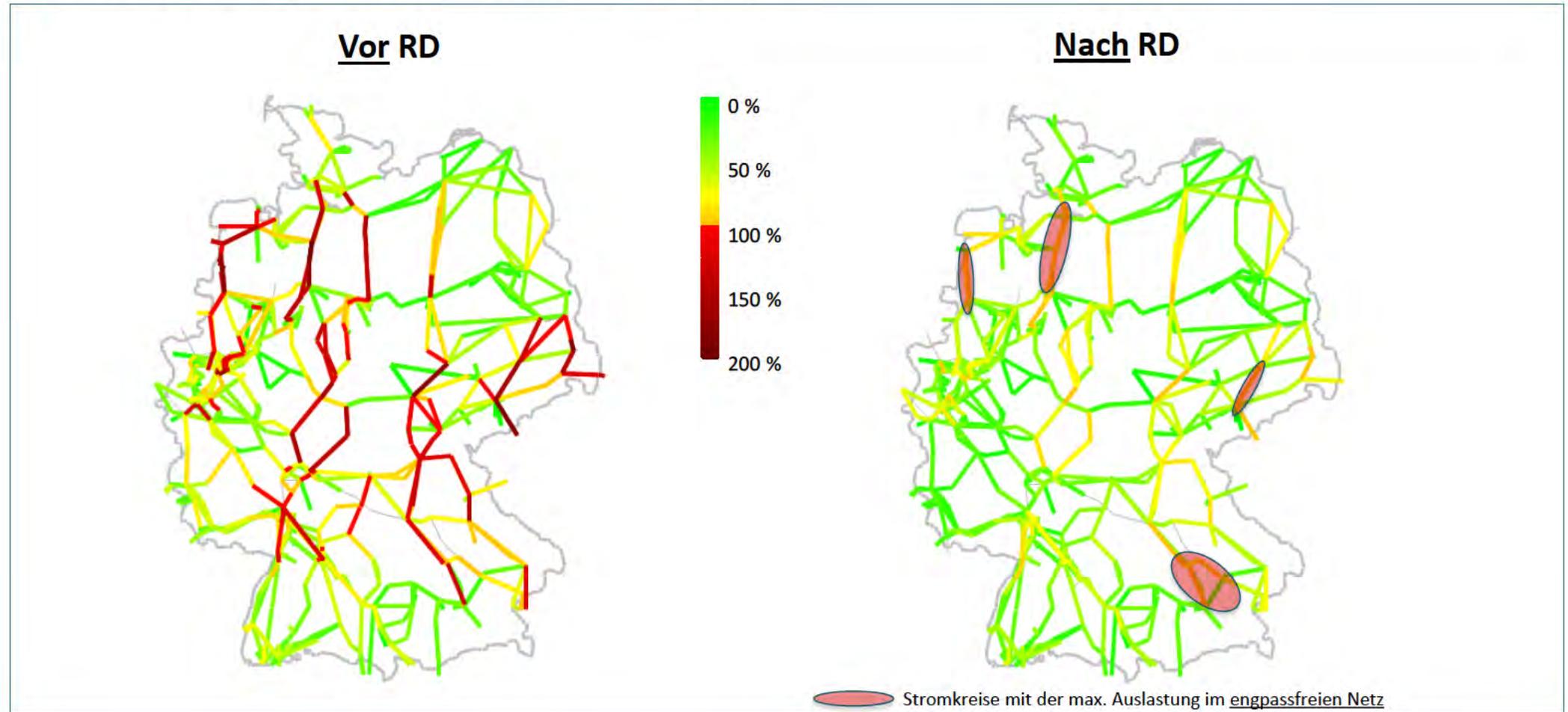
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)



- Hoher Handelsfluss DE → AT von rd. 10 GW
- Physikalischer Leistungsfluss erfolgt – wie in früheren BA – zu großen Teilen über PL und CZ

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall

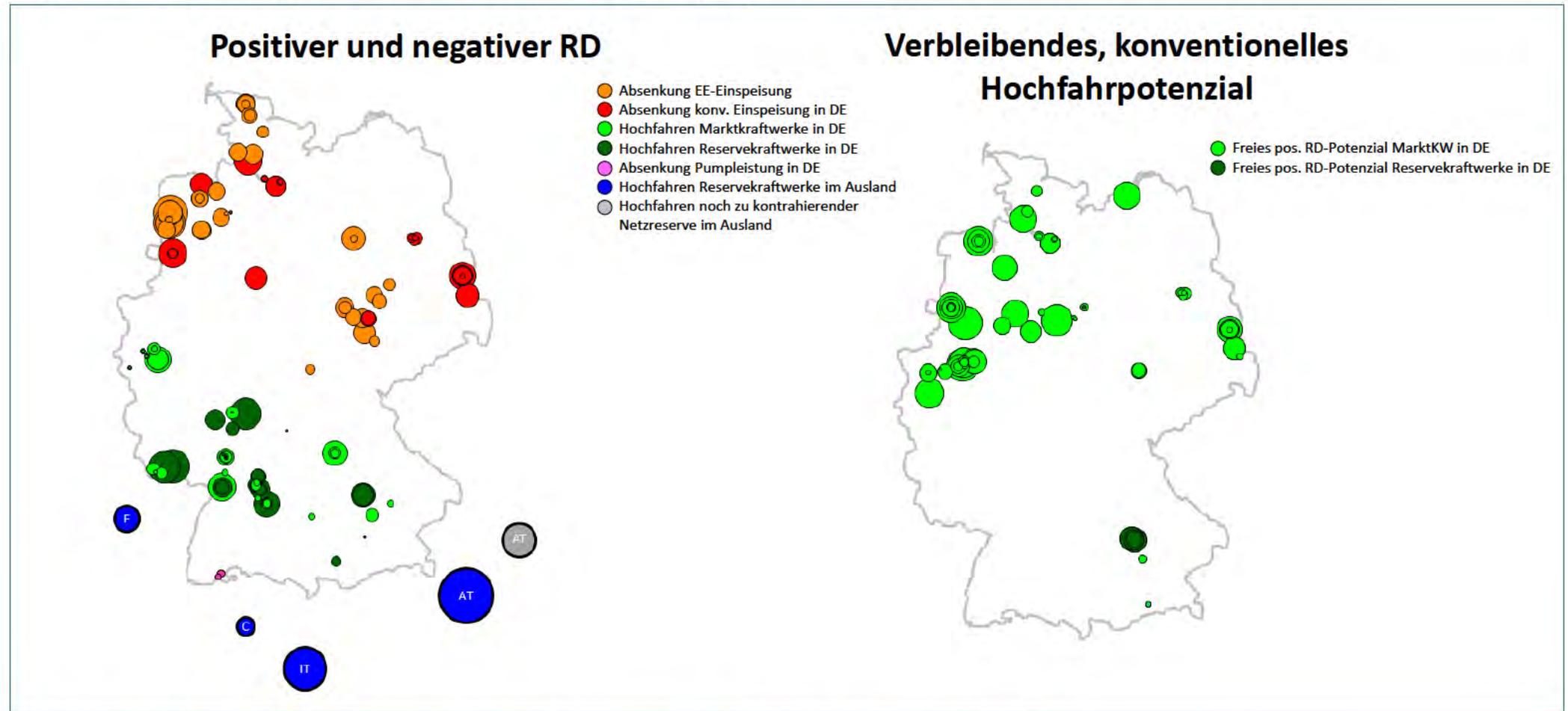
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

# Positiver und negativer RD sowie das verbleibende, konventionelle Hochfahrpotenzial

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- ResKW-Potenzial im Raum Ingolstadt/ Irsching wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- Bereits für t+1 kontrahierte ausländische Netzreserve nicht ausreichend
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird zum RD herangezogen

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall, (Angaben in GW)

	Winter 2016/17	Winter 2017/18			
	Basisfall (BA16)	Basisfall (BA14)	Basisfall	Pumpabwurf in AT	EC-Analyse Basisfall
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	3,4	k. A. <sup>1</sup>	7,8	7,5	7,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,7	k. A. <sup>1</sup>	5,1	5,3	6,8
<b>Summe <u>negativer RD</u></b>	<b>10,1</b>	<b>12,5</b>	<b>12,9</b>	<b>12,8</b>	<b>13,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4,7	5,5	3,9	3,7	3,3
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	--	--	0,2 (max.)	0,2 (max.)	0,2 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	1,6	3,9	5,1 <sup>2</sup>	4,9 <sup>3</sup>	5,7 <sup>2</sup>
Pos. RD kontrahierte Netzreserve im Ausland	3,8 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)
Pos. RD durch Pumpabwurf in AT ( $P_{\max} = 1,2$ GW)	--	--	--	0,9	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	0,0	--	0,6 (AT) <sup>4</sup>	0,0	1,6 (AT) <sup>4</sup>
<b>Summe <u>positiver RD</u></b>	<b>10,1</b>	<b>12,5</b>	<b>12,9</b>	<b>12,8</b>	<b>13,9</b>

<sup>1</sup> Wurde in der BA14 nicht explizit ausgewiesen.

<sup>2</sup> Die KW-Standorte Ingolstadt und Irsching können aufgrund regionaler Netzengpässe in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen.

<sup>3</sup> Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

<sup>4</sup> Die zusätzliche Netzreserve im Ausland wurde modelltechnisch in AT allokiert; dies bedeutet keine Begrenzung des IBV auf Angebote aus AT.

# Fazit zu den Analysen für (t+1) (Winter 2017/18)

## Netzreservebedarf und Vergleich zu früheren Bedarfsanalysen

- In dem analysierten **Basisfall** zur GS „Starkwind/Starklast“ besteht ein Gesamtbedarf an Netzreserve im Ausland von **rd. 3,7 GW**. Davon sind **rd. 0,6 GW** noch **zusätzlich** zu kontrahieren.
- Die **Berücksichtigung der ECs** erfordert noch einmal zusätzliche Netzreserve im Ausland von **rd. 1,0 GW**.
- Durch den Einsatz der **Pumpleistung in AT** zum positiven RD kann auf eine noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland verzichtet werden.

### Grundsätzliche Auswirkung der Unterschiede in BA16<sub>t+1</sub> und BA17<sub>t+1</sub> auf den RD:

Kenngröße	Gesamt-RD	EE-Absenkung	RD im Ausland
Handelsfluss DE → AT in BA17 rd. 0,3 GW höher	↑	→	↑
Installierte WEA-Leistung in Nord-West-DE ist in BA17 rd. 1 GW höher	↑	↑	↑
Stilllegung von rd. 2 GW KW-Leistung im westlichen Ruhrgebiet → KWs wurden in BA16 zum pos. RD eingesetzt	↑	→	→
Annahmen zur witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit in BA16 optimistischer	↑	↑	↑
Geringeres Einsenkpotenzial von rd. 1 GW aufgrund von Regelleistungsvorhaltung in Wilhelmshaven und Moorburg	→	↑	→
In BA17 wächst die Netzreserve in DE um rd. 2,2 GW → Bei Systemrelevanz Wechsel von Kraftwerken nach Marktaustritt in die Netzreserve	→	→	→

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

*Analyseumfang*

---

*Auswahl und Begründung neuer NNF*

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)*

---

***Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+2)***

---

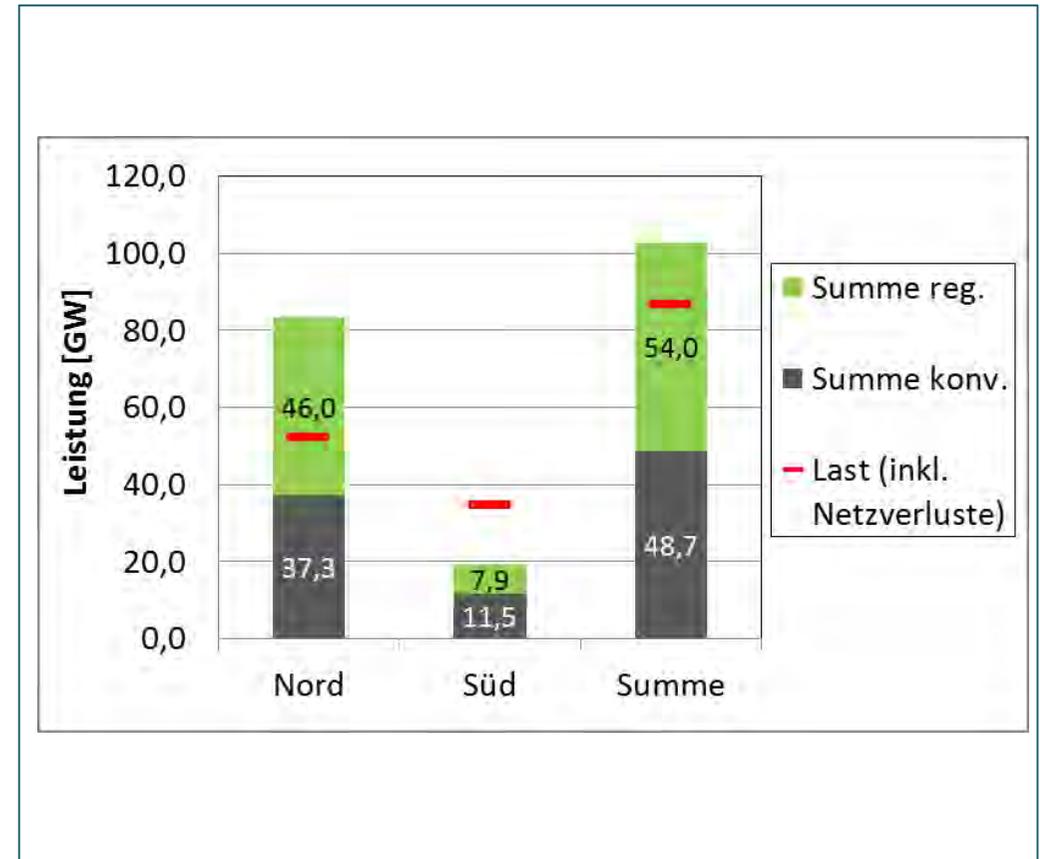
*Fazit*

---

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,4
Braunkohle	17,0	0,0	17,0
Steinkohle	6,9	1,9	8,8
Erdgas	4,3	2,3	6,6
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,8	2,9
KWK<10MW	2,7	1,5	4,2
Pumpspeicher	0,1	0,4	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,3</b>	<b>11,5</b>	<b>48,7</b>
Wind Onshore	36,9	4,5	41,4
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,6
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>83,3</b>	<b>19,4</b>	<b>102,7</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,6	0,6
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,4</b>	<b>86,4</b>
<b>Saldo</b>	<b>31,3</b>	<b>-15,2</b>	<b>16,1</b>

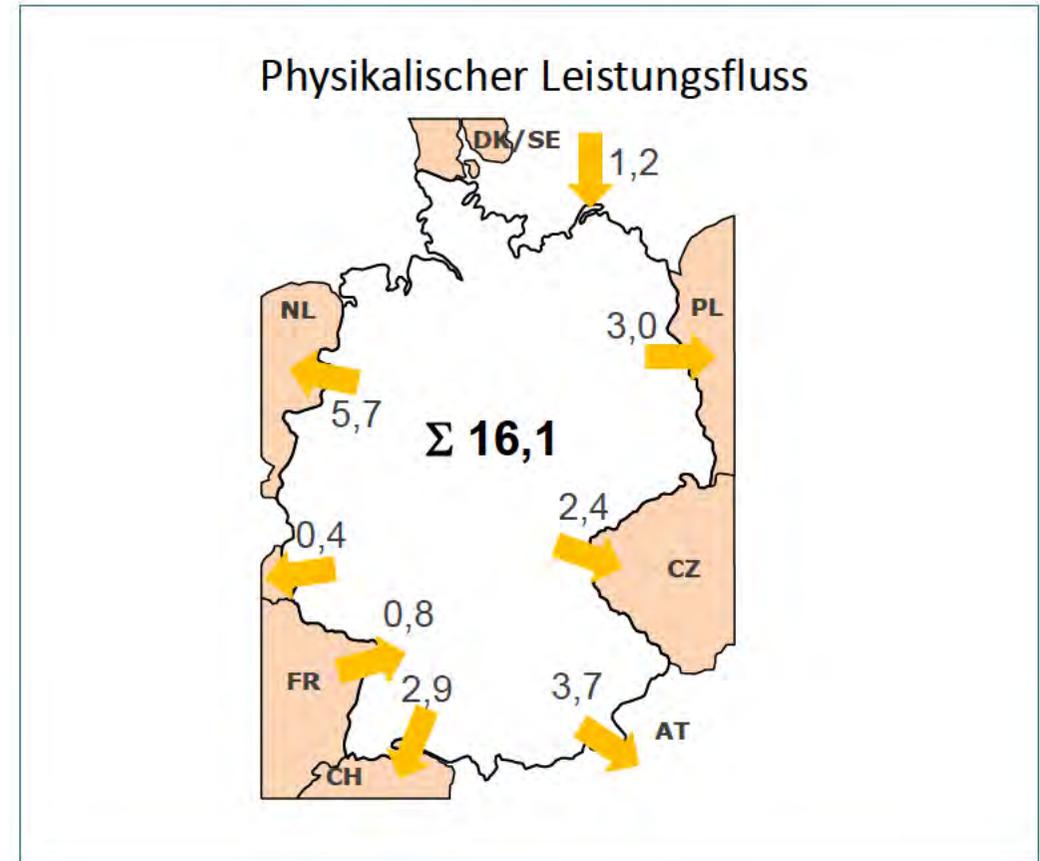
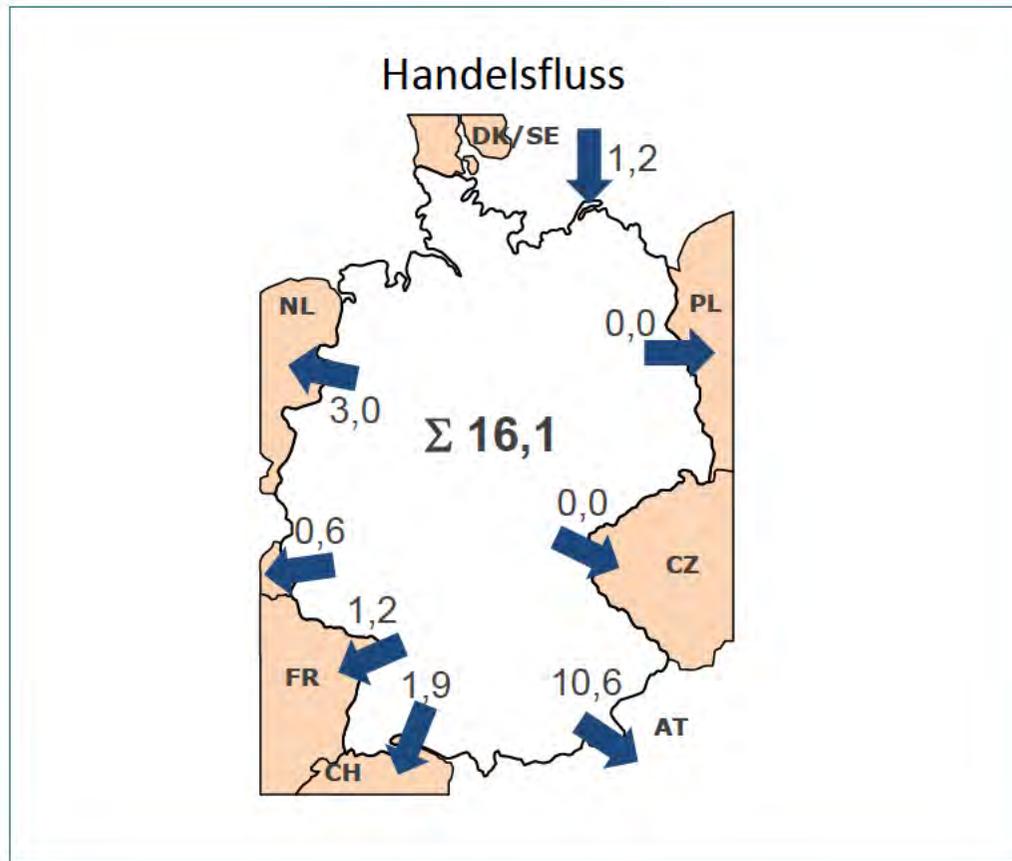


- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -15,2 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +31,3 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. 16,1 GW)

\* Aufteilung von 110kV-Netzgruppen nach Nord und Süd

# Handelsfluss und physikalische Leistungsfluss (vor Redispatch) Angaben in GW

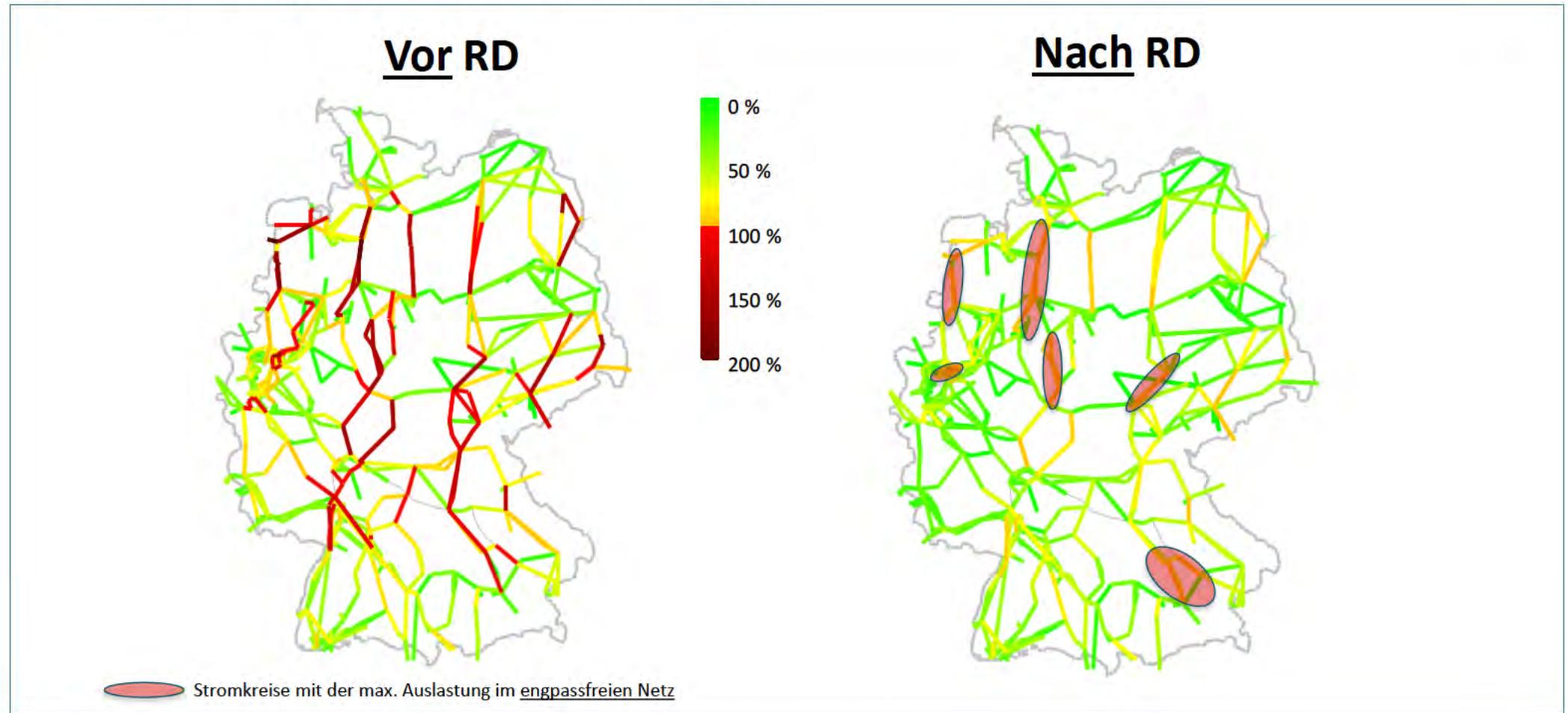
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Hoher Handelsfluss DE → AT von mehr als 10 GW
- Physikalischer Leistungsfluss erfolgt – wie in früheren BA – zu großen Teilen über PL und CZ

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall (ohne NTC DE – AT)

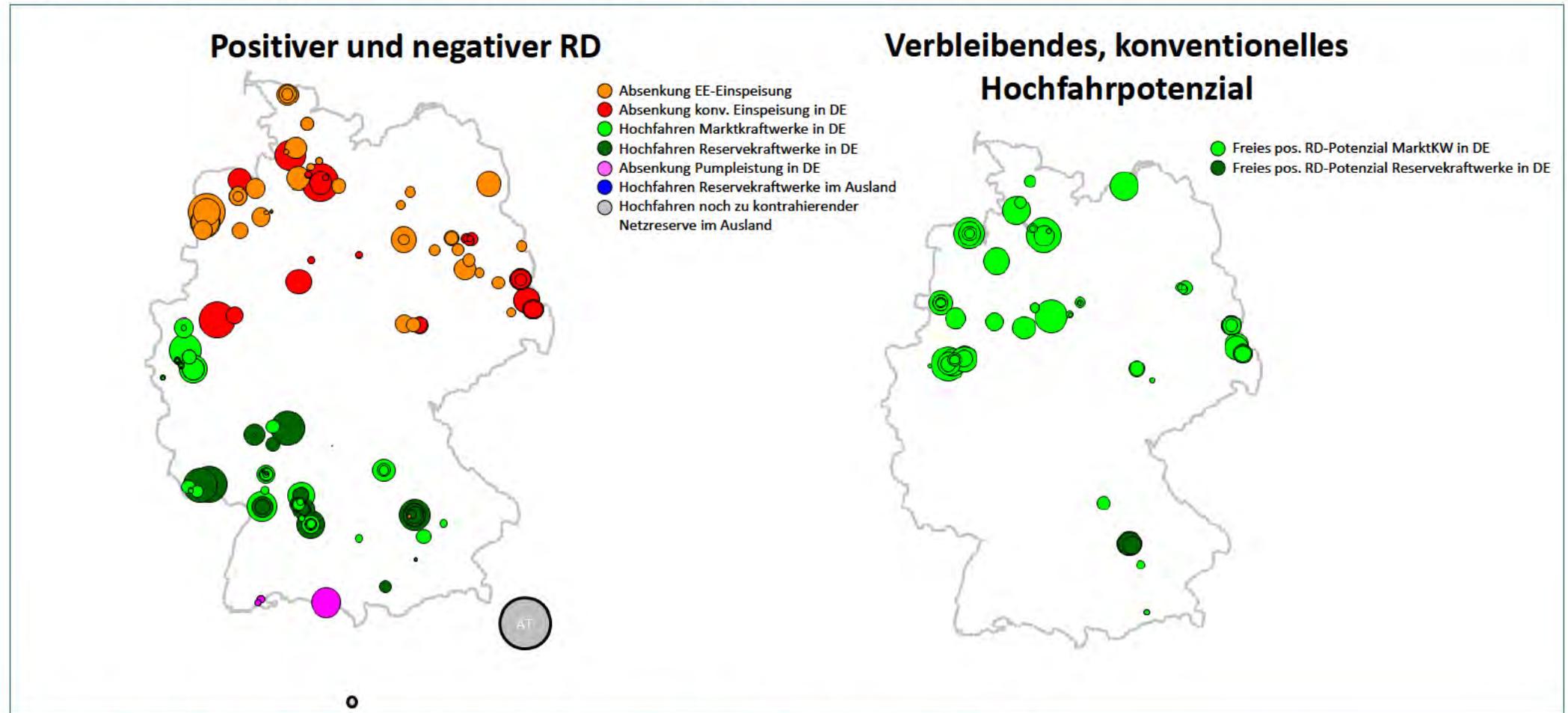
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des küstennahen Leistungsüberschusses

# Positiver und negativer RD sowie das verbleibende, konventionelle Hochfahrpotenzial (ohne NTC DE – AT)

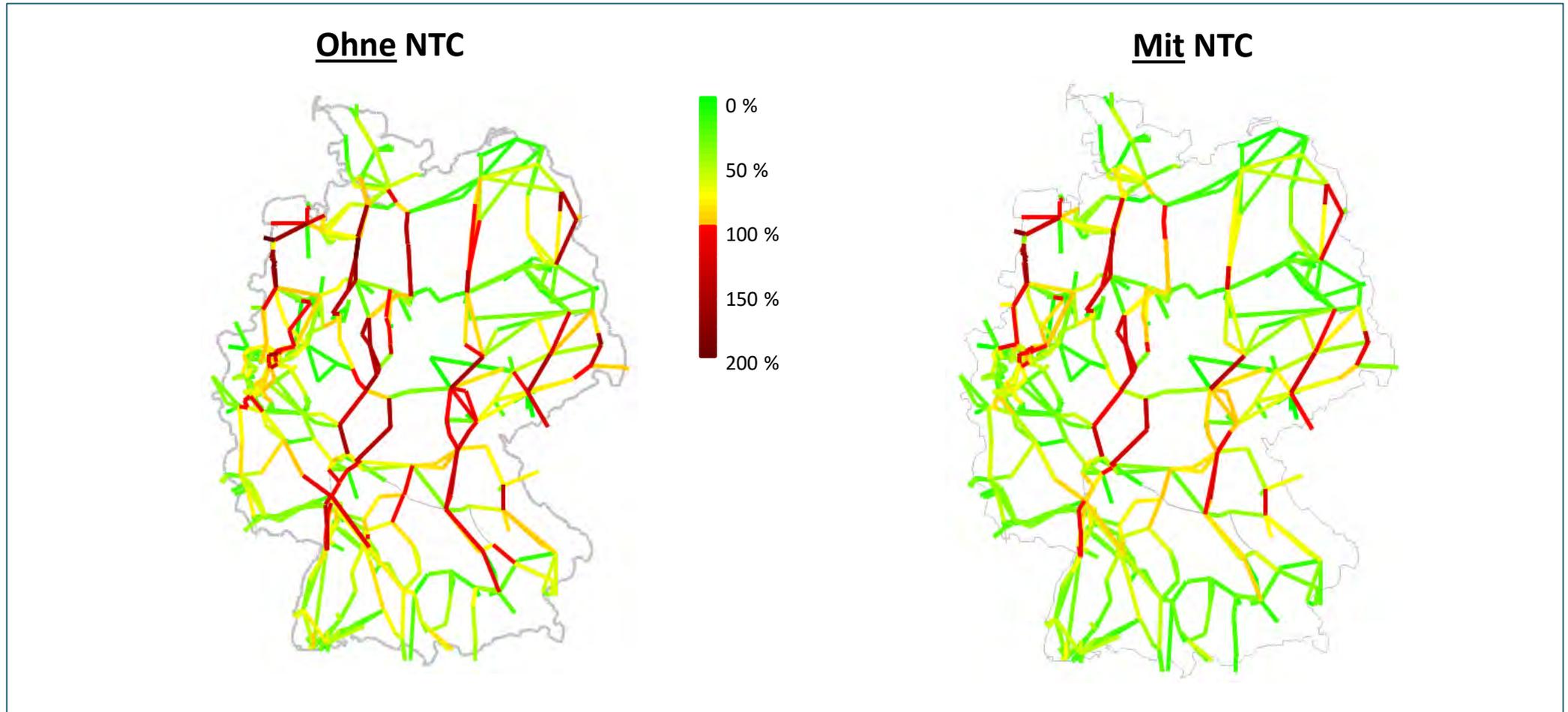
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- ResKW-Potenzial im Raum Ingolstadt/ Irsching wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- Zur Engpassbehebung ist ausländisches RD-Potenzial notwendig
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird zum RD herangezogen

# Stromkreisauslastung vor Redispatch mit und ohne NTC DE-AT

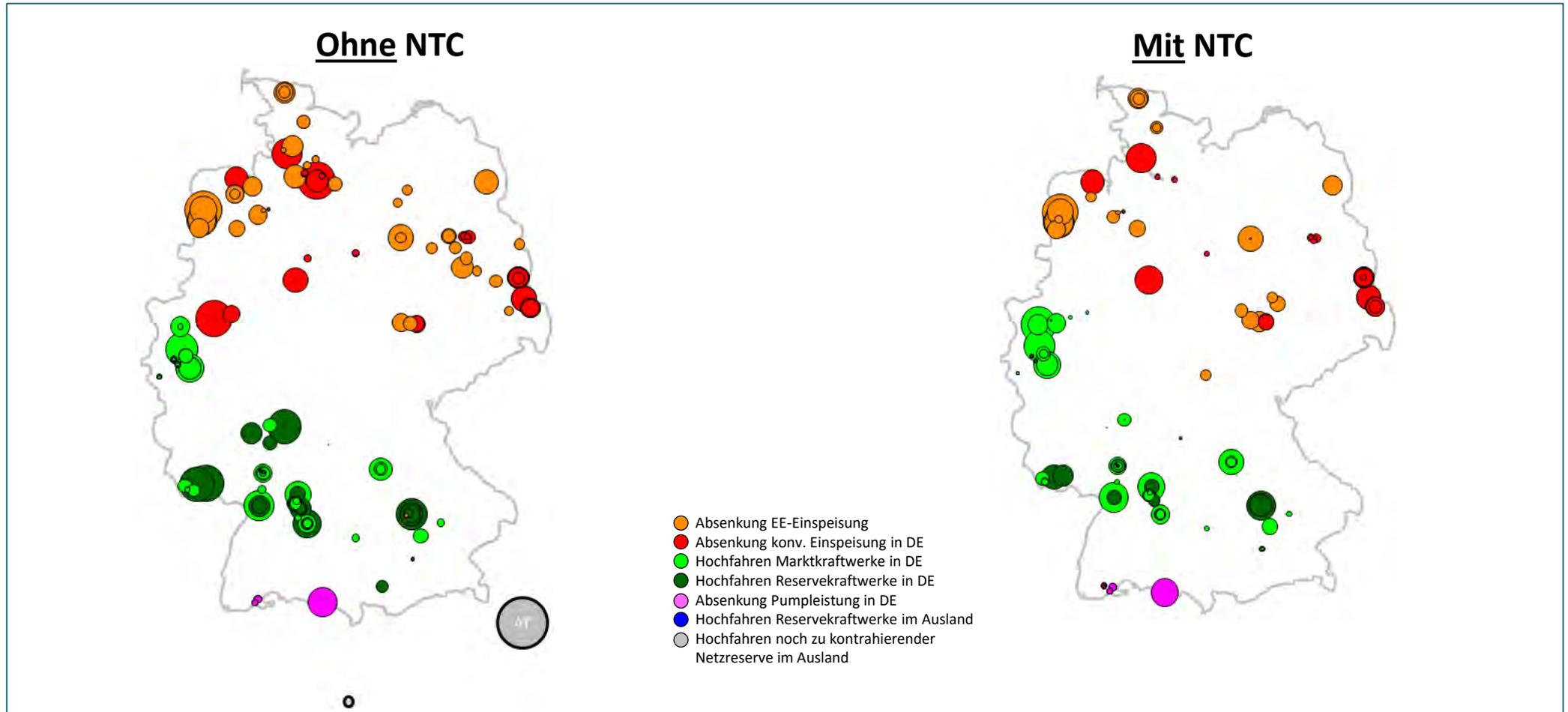
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2) im (n-1)-Fall



- Unter Berücksichtigung eines NTC DE-AT stellt sich insgesamt ein niedrigeres Auslastungsprofil ein.
- Mit NTC ist insbesondere in Süd-DE die Anzahl an überlasteten Stromkreisen geringer.

# Positiver und negativer RD mit und ohne NTC DE-AT (Basisfall)

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Unter Berücksichtigung eines NTC DE-AT ist der gesamte RD-Bedarf deutlich geringer.
- Mit NTC ist kein ausländischer RD-Bedarf erforderlich.
- Der RD-Einsatz von Netzreserve in DE geht mit NTC zurück.
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird sowohl mit und ohne NTC zum RD herangezogen

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall nach BA-Logik, (Angaben in GW)

	<u>Ohne</u> NTC DE-AT (BA16)	<u>Ohne</u> NTC DE-AT	EC-Analyse ( <u>ohne</u> NTC)	<u>Mit</u> NTC DE-AT (BA16)	<u>Mit</u> NTC DE-AT	EC-Analyse ( <u>mit</u> NTC)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,5	7,2	7,8	5,8	4,8	5,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	8,0	6,2	6,0	6,8	4,0	4,0
<b><i>Summe negativer RD</i></b>	<b>15,5</b>	<b>13,4</b>	<b>13,8</b>	<b>12,6</b>	<b>8,8</b>	<b>9,3</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	9,2	5,6	5,5	10,7	5,9	4,9
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	--	0,6 (max.)	0,6 (max.)	--	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	4,0 <sup>1</sup>	5,7 <sup>2</sup>	5,6 <sup>2</sup>	1,9 <sup>1</sup>	2,2 <sup>3</sup>	3,7 <sup>3</sup>
Pos. RD kontrahierte Netzreserve im Ausland	--	--	--	--	--	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	2,3	1,5	2,1	0,0	0,0	0,0
<b><i>Summe positiver RD</i></b>	<b>15,5</b>	<b>13,4</b>	<b>13,8</b>	<b>12,6</b>	<b>8,8</b>	<b>9,3</b>

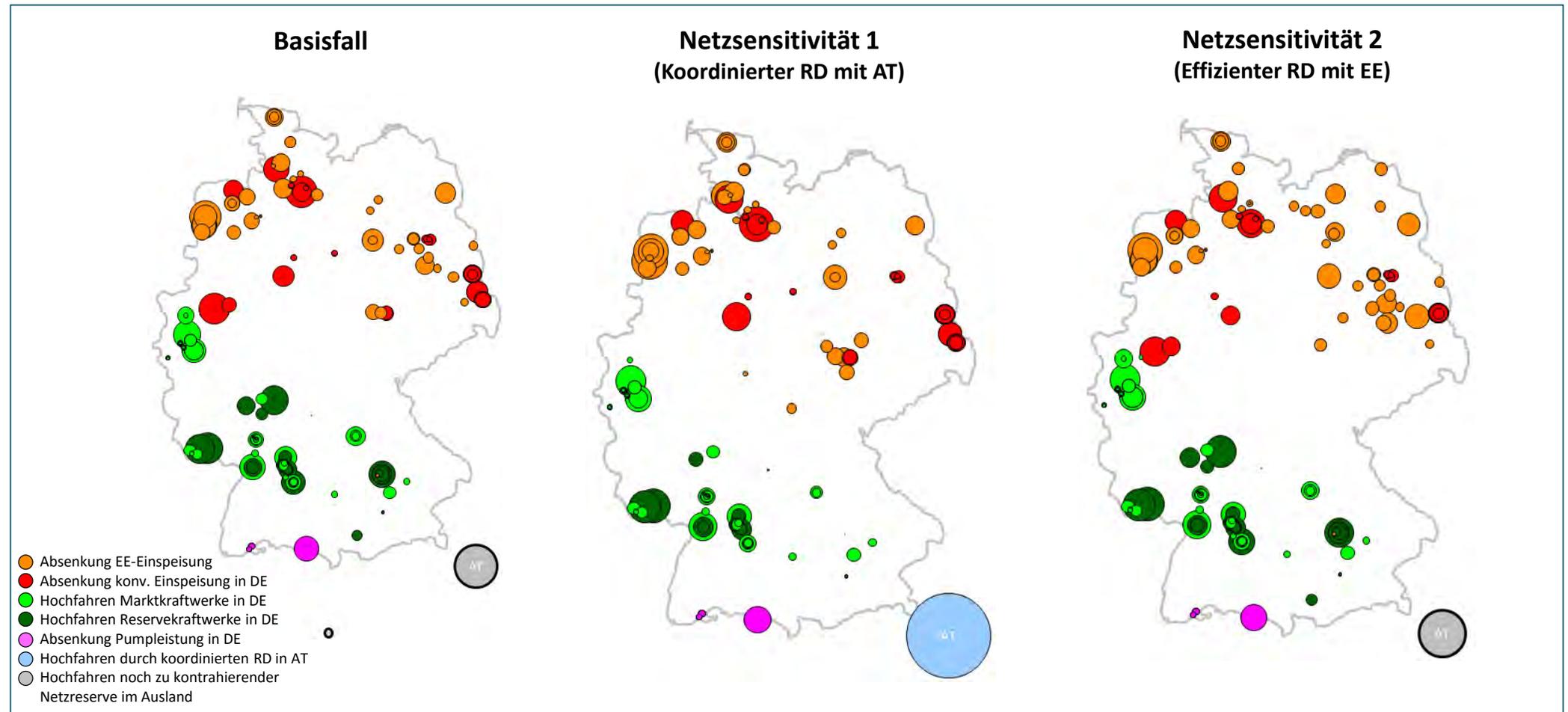
<sup>1</sup> Die installierte Leistung deutscher ResKW betrug in BA16 für den Zeithorizont t+3 5,3 GW.

<sup>2</sup> Die KW-Standorte Ingolstadt und Irsching können aufgrund regionaler Netzengpässe in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen.

<sup>3</sup> Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

# Positiver und negativer RD im Vergleich (ohne NTC DE – AT)

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Beim koordinierten RD mit AT ist der RD in Süd-DE geringer sowohl im Basisfall als auch mit effizientem RD mit EE.
- Beim effizienten RD mit EE erfolgt eine Verschiebung des negativen RD von konventioneller nach EE-Einspeisung.
- Dieser Abtausch wird vor allem in Ost-DE sichtbar.

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall ohne NTC, (Angaben in GW)

	Basisfall (BA-Logik)	Netzsensitivität 1 (Koordinierter RD mit AT)	Netzsensitivität 2 (Effizienter RD mit EE)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,2	6,8	9,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,2	5,4	4,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>13,4</b>	<b>12,2</b>	<b>13,1</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,6	4,5	5,4
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,6 (max.)	0,6 (max.)	0,6 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	5,7 <sup>1</sup>	2,6 <sup>1</sup>	5,7 <sup>1</sup>
Pos. RD mit koordiniertem RD in AT ( $P_{\max} = 5,0$ GW) <sup>2</sup>	--	4,5	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	1,5	0,0	1,4
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>13,4</b>	<b>12,2</b>	<b>13,1</b>

<sup>1</sup> Aufgrund der besseren Wirksamkeit ausländischer Netzreserve auf die Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE eingesetzt.

<sup>2</sup> Die Bestimmung des RD-Potenzials in AT erfolgt in Anlehnung an die Ermittlung von gesichertem RD in AT im Rahmen der gemeinsamen Studie mit APG in 2015. Zusätzlich sind Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Zudem reduziert sich das RD-Potenzial durch bereits am Markt eingesetzte Leistung sowie nicht eingesetzte Pumpleistung.

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall mit NTC, (Angaben in GW)

	Basisfall (BA-Logik)	Netzsensitivität (Effizienter RD mit EE)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	4,8	7,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,0	1,3
<b><i>Summe negativer RD</i></b>	<b>8,8</b>	<b>8,7</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,9	6,6
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	2,2 <sup>1</sup>	1,4 <sup>1</sup>
Pos. RD mit koordiniertem RD in AT ( $P_{\max} = 5,0$ GW)	--	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	0,0	0,0
<b><i>Summe positiver RD</i></b>	<b>8,8</b>	<b>8,7</b>

<sup>1</sup>Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

# Fazit zu den Analysen für t+2 (Winter 2018/19)

- In dem analysierten **Basisfall** zur GS „Starkwind/Starklast“ besteht im **(n-1)-Fall** ein Bedarf an zu kontrahierender Netzreserve im Ausland von **rd. 1,5 GW**. Unter Berücksichtigung von **ECs** erhöht sich dieser auf insgesamt **rd. 2,1 GW**.
- Auswirkungen eines NTC DE-AT
  - Bei **einem NTC DE/AT in Höhe von 5,5 GW** besteht im (n-1)-Fall kein Bedarf zur Kontrahierung ausländischer Netzreserve. Der **Gesamt-RD** sinkt im Vergleich zur Basisvariante um 4,6 GW auf **8,8 GW**.
  - Auch unter Berücksichtigung von **ECs** ist **keine ausländische Netzreserve** erforderlich.
- Auswirkungen von gleichrangigem Redispatch von EE und konventionellen Kraftwerken
  - Unter der Annahme, dass Einspeisung aus **EE und Markt-KW gleichrangig** zum Redispatch herangezogen werden, wird der Gesamt-RD reduziert:
    - Ohne NTC DE-AT: 0,3 GW
    - Mit NTC DE-AT: 0,1 GW
  - Der Bedarf an **Netzreserve im Ausland** geht in der Variante ohne NTC um rd. 0,1 GW auf **rd. 1,4 GW** zurück.
  - Es erfolgt eine **Substituierung von neg. Redispatch** mit Markt-KW durch EE-Absenkung:
    - Ohne NTC DE-AT: 2,2 GW
    - Mit NTC DE-AT: 2,7 GW

# Grundsätzliche Auswirkung der Unterschiede in BA16 und BA17 auf den RD in (t+2)

Kenngröße	Gesamt-RD	EE-Absenkung	RD im Ausland
Handelsfluss DE → CH in BA17 rd. 1,1 GW höher	↑	→	↑
Anstatt 4 sind in BA17 nur 2 PSTs in Vierraden als realisiert angenommen	↑	↑	↑
Stilllegung von rd. 2 GW KW-Leistung im westlichen Ruhrgebiet → KWs wurden in BA16 zum pos. RD eingesetzt	↑	→	→
Verstärkung der Rheinschiene in BA17 nicht unterstellt	↑	→	↑
Annahmen zur witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit in BA16 optimistischer	↑	↑	↑
Geringeres Einsenkpotenzial von rd. 1 GW aufgrund von Regelleistungsvorhaltung in Wilhelmshaven und Moorborg	→	↑	→
WEA-Einspeisung in BA17 rd. 1 GW geringer	↓	↓	↓
Zugelassener physikalischer Leistungsfluss DE → PL in BA17 um rd. 0,4 GW höher	↓	↓	↓

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

*Analyseumfang*

---

*Auswahl und Begründung neuer NNF*

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)*

---

*Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+2)*

---

**Fazit**

---

# Fazit der Systemanalysen 2017 (I)

- Ergebnisse der **(n-1)-Analysen ohne** Engpassmanagement DE-AT
  - Der **Gesamt-RD-Bedarf** für den **Winter 2017/18** steigt gegenüber dem Winter 2016/17 um rd. 2,8 GW auf **12,9 GW**. Für die Bedarfsdeckung werden **zusätzlich** zu den bestehenden Kontrahierungen (3,1 GW) **weitere 0,6 GW im Ausland** benötigt. Durch den Einsatz der **Pumpleistung in AT** zum positiven RD kann auf die zusätzliche Netzreserve im Ausland **verzichtet** werden.
  - Für den **Winter 2018/19** steigt der Gesamt-RD-Bedarf um weitere 0,5 GW auf **13,4 GW** an. Davon sind **1,5 GW im Ausland** zu kontrahieren.
  - Die in den jeweiligen Zeithorizonten unterstellte **inländische Netzreserve wird vollständig benötigt** und bis auf regionale Engpässe im Raum Ingolstadt/Irsching auch eingesetzt.
- Ergebnisse der **Analysen mit** Engpassmanagement DE-AT (NTC 5,5 GW)
  - Im Winter 2018/19 besteht ein **Gesamt-RD-Bedarf von 8,8 GW**.
  - Es besteht **kein Bedarf** zur Kontrahierung **ausländischer Netzreserve**.
  - Die unterstellte inländische Netzreserve (6,7 GW) wird **nicht** vollständig benötigt. Es werden 2,2 GW eingesetzt.
- Ergebnisse der Analysen von **Exceptional Contingencies (EC)**
  - Im **Winter 2017/18** steigt der Gesamt-RD-Bedarf gegenüber den (n-1)-Analysen auf rd. 13,9 GW. Der **zusätzliche ausländische RD-Bedarf** steigt um weitere 1,0 GW und **beträgt insgesamt 1,6 GW**.
  - Ohne Engpassmanagement DE-AT steigt im **Winter 2018/19** der Gesamt-RD-Bedarf gegenüber den (n-1)-Analysen auf rd. 13,8 GW (mit Engpassmanagement DE-AT rd. 9,3 GW). Der **ausländische RD-Bedarf** beträgt hierbei ohne Engpassmanagement DE-AT **2,1 GW** (mit Engpassmanagement DE-AT **0,0 GW**).

# Fazit der Systemanalysen 2017 (II)

- Ergebnisse der (n-1)-Analysen bei **gleichrangigem Redispatch von EE** und konventionellen Kraftwerken in DE im **Winter 2018/19**
  - Der **Gesamt-RD-Bedarf** wird reduziert:
    - Ohne NTC DE-AT: 0,3 GW
    - Mit NTC DE-AT: 0,1 GW
  - Der Bedarf an **Netzreserve** im In- und Ausland **bleibt nahezu identisch**.
  - Es erfolgt eine **Substituierung** von neg. Redispatch mit Markt-KW durch **EE-Absenkung**:
    - Ohne NTC DE-AT: 2,2 GW
    - Mit NTC DE-AT: 2,7 GW
- Ergebnisse der (n-1)-Analysen bei **koordiniertem Redispatch mit Marktkraftwerken in AT** im **Winter 2018/19**:
  - Der **Gesamt-RD-Bedarf** reduziert sich gegenüber der Basisanalyse (13,4 GW) auf **12,2 GW**.
  - Das unter Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten unterstellte **Potenzial in Marktkraftwerken in AT** (5,0 GW) wird mit 4,5 GW **fast vollständig** genutzt.
  - Es besteht **kein Bedarf** zur Kontrahierung **ausländischer Netzreserve**.
  - Die unterstellte inländische Netzreserve (6,7 GW) wird **nicht** vollständig benötigt. Es werden 2,6 GW eingesetzt.
- *Auf Anforderung der Bundesnetzagentur wird zur Zeit der Bedarf an Netzreserve im Winter 2017/18 für eine Grenzsituation untersucht, die in ihrer Ausprägung der Kältewelle im Januar 2017 entspricht.*

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

**2. Aufgabenstellung und Zielsetzung**

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

---

7. Netzanalysen

---

# Die Systemanalysen dienen der Ermittlung des Reservekraftwerkbedarfs in zwei ausgewählten Zeithorizonten

Ausgangssituation und Zielsetzung

## Ausgangssituation

- **Die Energiewende führt zu erheblichen Änderungen in der Struktur und Verteilung der deutschen Stromerzeugung**
  - Kernenergieausstieg bis 2023
  - Zunehmende Stilllegungen von konventionellen Erzeugungsanlagen und Ausbleiben von Neubauprojekten aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit
  - Fortschreitender Zubau von Windkraftanlagen vornehmlich in Norddeutschland und Photovoltaik in Süddeutschland
  - Zunehmende Entfernung zwischen Last- und Erzeugungsschwerpunkten sorgt für erhöhte Transportanforderungen an die Übertragungsnetze
- **Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze führen kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung**

## Zielsetzung

- Bewertung der Risiken für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gem. den Vorgaben der Reservekraftwerksverordnung (ResKV)
- Systemtechnische Analysen möglicher kritischer Grenzsituationen unter Anwendung einer Kombination aus europäischen Last-, Erzeugungs- und Netzzustandsannahmen
- Diese Annahmen werden für zwei Zeithorizonte getroffen:
  - Winter 2017/18 (t+1)
  - Winter 2018/19 (t+2)
- Für jeden der zwei Zeithorizonte wird der zur Behebung der kritischen Situation notwendige Redispatchbedarf ermittelt
- Dieser dient als Grundlage zur Bemessung des Bedarfs an Kraftwerken für die Netzreserve im In- und Ausland

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. **Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017**

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

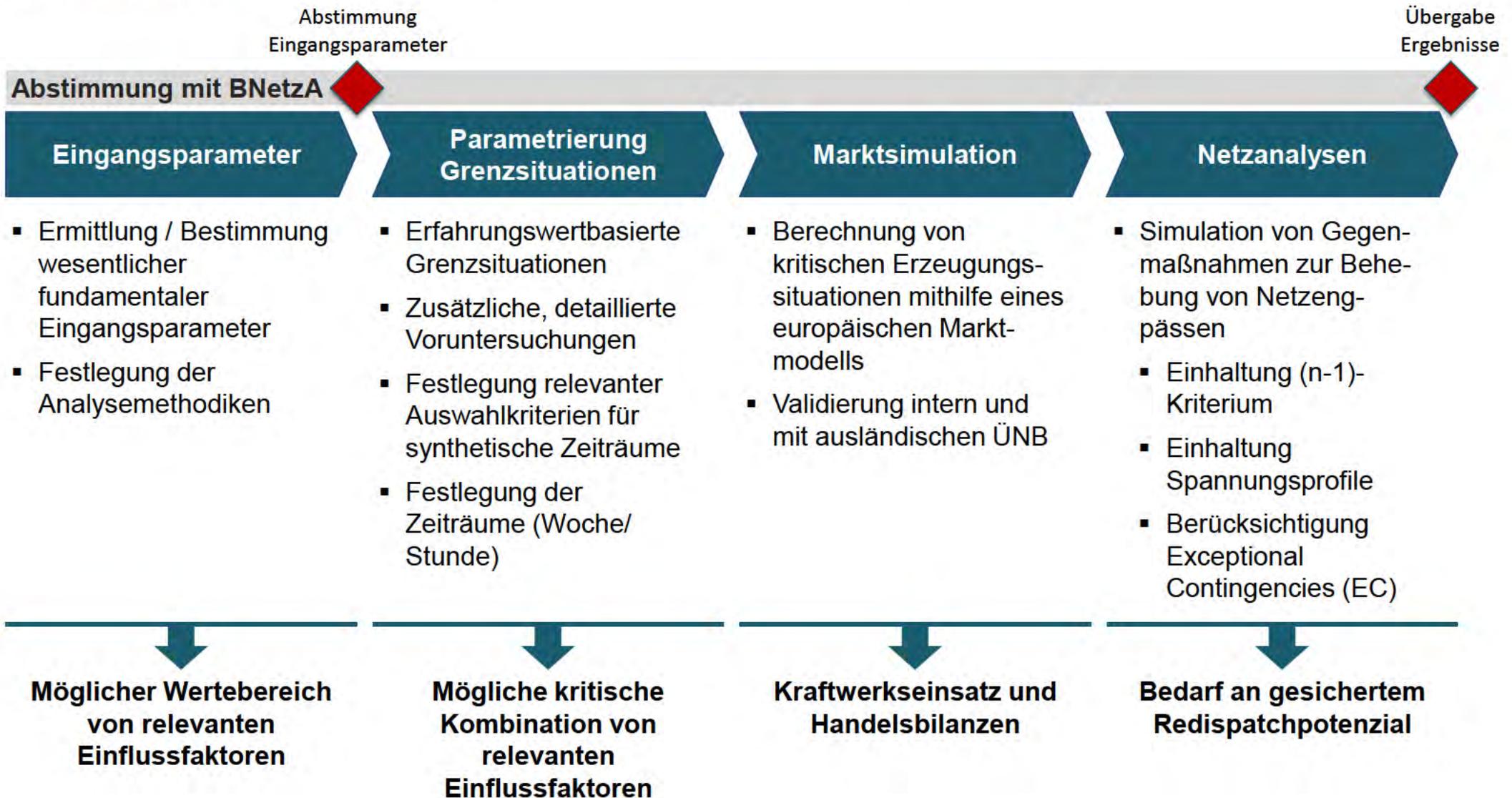
---

7. Netzanalysen

---

# Die Systemanalysen gliedern sich in vier Phasen

## Prozessübersicht



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. **Eingangsparameter**

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

---

7. Netzanalysen

---

# Eckpunkte der Systemanalysen 2017

## Übersicht

- 1 Allgemeines
- 2 Konventioneller KW-Park DE
- 3 KWK < 10 MW DE
- 4 Erneuerbare Energien (EE) in DE
- 5 Offshore Windparks DE
- 6 Verbrauch / Höchstlasten DE
- 7 NTC-Werte
- 8 Europa (Inst. Leistung und Höchstlasten im Ausland, inkl. AT)
- 9 Kostenkomponenten

# Allgemeines

## Marktsimulation – Eckpunkte



- 1 ▪ **Zeithorizonte und Grenzsituationen:**
  - 2 ▪ (t+1) (2017/18):
    - GS Winter („Starkwind/Starklast“)
  - 3 ▪ (t+2) (2018/19):
    - 4 ▪ GS Winter („Starkwind/Starklast“)
    - 5 ▪ GS Winter („Starkwind/Starklast“) Sensitivität NTC DE-AT (5,5 GW)
    - 6 ▪ Jahreslauf (Berechnung nach dem 01.03.2017)
  - 7 ▪ Keine explizite Berücksichtigung der „**Netzausbauregion**“ in t+2, da keine Auswirkungen
  - 8 ▪ **Wetterjahr:**
    - 9 ▪ 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



1

### ▪ Szenariodefinition:

2

- Blockscharfe Modellierung von DE und AT. Für sonstige benachbarte Länder inkl. IT, HU, SI und SK (ausgenommen SE, NO und DKE) wird der therm. KW-Park teilweise blockscharf modelliert.

3

### ▪ Datengrundlage:

4

- BNetzA KW-Liste vom 13.10.2016 (Bestandsliste), 13.10.2016 (Rückbaulisten) und 09.2016 (Zubauliste)

5

- Erkenntnisse zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft

6

- ÜNB interne Datengrundlage (z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen)

7

- In den BA2017 findet für deutsche KW die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation. Für ausl. KW wird ebenfalls die Nettonennleistung herangezogen.

8

- IBN und ABN von KW werden entsprechend einer Worst-Case-Methodik (Stichtag 31.12.XX, früheste IBN in Nord-DE, späteste IBN in Süd-DE, entsprechend umgekehrt für ABN) berücksichtigt. Bei konkret bekannten Zeitpunkten (z.B. in Q1 2017) werden diese herangezogen.

9

- Weitere Details zur Bestimmung des konv. KW-Parks sind in den nachfolgenden Folien detailliert dargestellt.

# Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

Marktsimulation – Eckpunkte



1

- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen** bzw. konkreter Stilllegungsabsichten

2

- Kraftwerke mit Stilllegungsanzeige werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird

3

- Für den deutschen konv. KW-Park wird **kein** pauschales Lebensdauerende von im Markt befindlichen Kraftwerken nach **technischer Lebensdauer** angesetzt.

4

5

- Außerbetriebnahmezeitpunkte der Kernkraftwerke basieren auf den gesetzlichen Fristen nach Atomgesetz\*

6

7

8

9

\* Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

# Konventioneller KW-Park in DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1

### ▪ Betriebsmodi:

2

- Die Betriebsmodi der deutschen konv. KW werden in Anlehnung an den Status quo bestimmt.
- Es wird zwischen diesen Betriebsmodi unterschieden:

3

- **Marktbasiert:** Kraftwerke, welche rein marktgetrieben eingesetzt werden. Bei Einsatz muss die eingespeiste Leistung zwischen der technischen Mindestleistung und der Maximalleistung liegen.

4

- **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.

5

6

7

8

9

- **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.
- **Zwangseinsatz KW-Betreiber:** Saisonales Must-Run Profil wird von den ÜNB entsprechend der Vorgaben der abgefragten KW-Betreibern umgesetzt, um lokale standortbezogene Mindesterzeugungsmengen (bspw. Braunkohlereviere) zu berücksichtigen. Es wird hierbei ein Zwangseinsatz mit minimaler Einspeiseleistung vorgegeben. Eine marktbasierete Mehrerzeugung bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung ist möglich.

# Konventioneller KW-Park in DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1

### ▪ Betriebsmodi:

2

- **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.

3

4

5

6

7

8

9

- **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.

# Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

Marktsimulation – Eingangsparameter (t+1) 2017/18



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Nettonennleistung t+1 (2017/18) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser <sup>(1)</sup>	Sonstige <sup>(2)</sup>	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve <sup>(3)</sup>	pot. NetzreserveKW (nicht im Markt) <sup>(4)</sup>	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	2.712	0	4.598	692	276	98	1.873	0	0	0	10.249	918	786	0
Bayern	2.698	0	847	2.435	197	214	383	170	29	0	6.972	1.835	761	0
Berlin	0	164	777	744	327	36	0	0	0	0	2.048	0	0	0
Brandenburg	0	4.409	0	400	334	118	0	0	125	10	5.395	221	0	0
Bremen	0	0	769	459	88	91	0	0	160	0	1.567	0	0	0
Hamburg	0	0	1.734	150	38	24	0	0	0	0	1.946	0	0	0
Hessen	0	34	792	834	25	108	623	20	28	0	2.463	720	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	514	0	0	849	0	0	0
Niedersachsen	2.689	0	2.933	3.120	56	75	220	0	289	0	9.381	0	0	352
Nordrhein-Westfalen	0	9.772	7.914	6.731	298	449	153	15	1.634	90	27.056	0	0	562
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.667	0	102	0	0	56	0	1.838	256	0	0
Saarland	0	0	779	114	0	27	0	0	127	0	1.047	0	1.382	0
Sachsen	0	4.325	0	657	17	16	1.085	0	0	0	6.099	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.152	0	821	231	185	80	0	43	0	2.512	0	0	0
Schleswig-Holstein	1.410	0	672	106	321	33	119	0	54	0	2.715	0	0	0
Thüringen	0	0	0	482	0	11	1.509	0	0	0	2.002	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.665	914	0	0	2.578	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>9.509</b>	<b>19.855</b>	<b>22.342</b>	<b>19.728</b>	<b>2.206</b>	<b>1.605</b>	<b>9.001</b>	<b>1.118</b>	<b>2.544</b>	<b>100</b>	<b>88.008</b>	<b>3.950</b>	<b>2.929</b>	<b>914</b>
Nord	4.099	19.855	15.352	14.352	1.734	1.082	5.080	35	2.332	100	64.022	221	0	914
Süd	5.410	0	6.990	5.375	473	523	3.921	1.083	212	0	23.986	3.729	2.929	0
<b>Summe</b>	<b>9.509</b>	<b>19.855</b>	<b>22.342</b>	<b>19.728</b>	<b>2.206</b>	<b>1.605</b>	<b>9.001</b>	<b>1.118</b>	<b>2.544</b>	<b>100</b>	<b>88.008</b>	<b>3.950</b>	<b>2.929</b>	<b>914</b>

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

<sup>(1)</sup> Die in DE stehenden SpeicherwasserKW (ca. 0,2 GW) werden blockscharf modelliert, sind jedoch auch im Summenwert Wasserkraft in Höhe von 4,3 GW enthalten.

<sup>(2)</sup> inkl. Kuppelgas-Anlagen

<sup>(3)</sup> NetzreserveKW, die zum Stand 26.10.2016 vertraglich kontrahiert sind zzgl. KW Thyrow (Vorgabe BNetzA auf Grund Schwarzstartfähigkeit)

<sup>(4)</sup> Pot. NetzreserveKW = Verlängerung Ausweisung Systemrelevanz beantragt oder derzeit als Netzreserve kontrahiert und wahrscheinlich, dass Kontrahierung verlängert wird.

**Anmerkung (Update):** Während des BA2017-Prozesses (nach Durchführung der Marktsimulation) wurde bekannt, dass die Blöcke RDK 4s (353 MW) und Altbach HKW 1 (433 MW) bereits in t+1 stillgelegt werden. In Abstimmung mit BNetzA wurden diese Blöcke in der oben gezeigten Übersicht von Marktkraftwerke in die Kategorie „pot. NetzreserveKW (nicht im Markt)“ verschoben.

# Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

Marktsimulation – Eingangsparameter (t+2) 2018/19



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Nettonennleistung t+2 (2018/19) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser <sup>(1)</sup>	Sonstige <sup>(2)</sup>	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve <sup>(3)</sup>	pot. NetzreserveKW (nicht im Markt) <sup>(4)</sup>	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	2.712	0	4.598	692	276	98	1.873	0	0	0	10.249	0	1.704	0
Bayern	2.698	0	847	2.435	197	214	383	170	29	0	6.972	0	2.614	0
Berlin	0	164	777	744	327	36	0	0	0	0	2.048	0	0	0
Brandenburg	0	3.944	0	400	334	118	0	0	125	10	4.930	221	0	465
Bremen	0	0	769	459	88	91	0	0	160	0	1.567	0	0	0
Hamburg	0	0	1.734	150	38	24	0	0	0	0	1.946	0	0	0
Hessen	0	34	792	834	25	108	623	20	28	0	2.463	0	720	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	0	849	0	0	0
Niedersachsen	2.689	0	2.933	3.120	56	75	220	0	289	0	9.381	0	0	352
Nordrhein-Westfalen	0	9.178	7.126	6.731	298	449	153	15	1.634	90	25.674	0	0	1.156
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.667	0	102	0	0	56	0	1.838	0	256	0
Saarland	0	0	779	136	0	27	0	0	127	0	1.069	0	1.382	0
Sachsen	0	4.325	0	657	17	16	1.085	0	0	0	6.099	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.128	0	821	231	185	80	0	43	0	2.488	0	0	0
Schleswig-Holstein	1.410	0	349	96	321	33	119	0	54	0	2.382	0	0	0
Thüringen	0	0	0	482	0	11	1.509	0	0	0	2.002	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0	0	0
Osterreich	0	0	0	0	0	0	1.665	914	0	0	2.578	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>9.509</b>	<b>18.772</b>	<b>21.232</b>	<b>19.740</b>	<b>2.206</b>	<b>1.605</b>	<b>9.001</b>	<b>1.118</b>	<b>2.544</b>	<b>100</b>	<b>85.827</b>	<b>221</b>	<b>6.676</b>	<b>1.973</b>
Nord	4.099	18.772	14.242	14.342	1.734	1.082	5.080	35	2.332	100	61.818	221	0	1.973
Süd	5.410	0	6.990	5.397	473	523	3.921	1.083	212	0	24.008	0	6.676	0
<b>Summe</b>	<b>9.509</b>	<b>18.772</b>	<b>21.232</b>	<b>19.740</b>	<b>2.206</b>	<b>1.605</b>	<b>9.001</b>	<b>1.118</b>	<b>2.544</b>	<b>100</b>	<b>85.827</b>	<b>221</b>	<b>6.676</b>	<b>1.973</b>

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

<sup>(1)</sup> Die in DE stehenden SpeicherwasserKW (ca. 0,2 GW) werden blockschart modelliert, sind jedoch auch im Summenwert Wasserkraft in Höhe von 4,3 GW enthalten.

<sup>(2)</sup> inkl. Kuppelgas-Anlagen

<sup>(3)</sup> NetzreserveKW, die zum Stand 26.10.2016 vertraglich kontrahiert sind zzgl. KW Thyrow (Vorgabe BNetzA auf Grund Schwarzstartfähigkeit)

<sup>(4)</sup> Pot. NetzreserveKW = Verlängerung Ausweisung Systemrelevanz beantragt oder derzeit als Netzreserve kontrahiert und wahrscheinlich, dass Kontrahierung verlängert wird.

**NTC-Sensitivität in der GS SWSL t+2:** Durch die Berücksichtigung der Istwert-Aufschaltungen bei Einführung eines Engpasses DE-AT werden die Kraftwerke Kaunertal, Jenbach sowie Walgauwerk abweichend zu t+1 sowie der Basisvariante t+2 vollständig in AT modelliert. Die hier angegebene Gesamtleistung der in DE modellierten Kraftwerke reduziert sich dadurch im Rahmen der NTC-Sensitivität t+2 um rd. 480 MW auf 85.781 MW.

**Anmerkung (Update):** Während des BA2017-Prozesses wurde bekannt, dass der Block Altbach HKW 1 (433 MW) bereits in t+1 stillgelegt wird, weshalb dieser in der oben gezeigten Übersicht von Marktkraftwerke in die Kategorie „pot. NetzreserveKW (nicht im Markt)“ verschoben wurde.

# Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

## Marktsimulation – Reservekraftwerke in Süd-DE



- 1 ■ Annahmen zu (Netz-) Reservekraftwerken, diese Kraftwerke (wenn Status = Reserve / pot. ResKW) werden in der Marktsimulation nicht berücksichtigt:

2

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Status t+1 (2017/18)	Nettonennleistung [MW]	Status t+2 (2018/19)	Nettonennleistung [MW]
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	pot. ResKW	726,0	pot. ResKW	726,0
BNA0374	Staudinger	4	Reserve	622,0	pot. ResKW	622,0
BNA0378	Ingolstadt	3	pot. ResKW	375,0	pot. ResKW	375,0
BNA0379	Ingolstadt	4	pot. ResKW	386,0	pot. ResKW	386,0
BNA0993	Irsching	3	Reserve	375,0	pot. ResKW	375,0
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Reserve	550,0	pot. ResKW	550,0
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Reserve	125,0	pot. ResKW	125,0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Reserve	125,0	pot. ResKW	125,0
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4 DT	pot. ResKW	118,0	pot. ResKW	118,0
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4 GT	pot. ResKW	235,0	pot. ResKW	235,0
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Reserve	77,4	pot. ResKW	77,4
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Reserve	85,0	pot. ResKW	85,0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Reserve	262,0	pot. ResKW	262,0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Reserve	96,0	pot. ResKW	96,0
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Reserve	148,0	pot. ResKW	148,0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT1	Reserve	282,0	pot. ResKW	282,0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT2	Reserve	282,0	pot. ResKW	282,0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 DT	Reserve	282,0	pot. ResKW	282,0
BNA0820	Weiher	Weiher III	pot. ResKW	655,6	pot. ResKW	655,6
BNA1487	GTKW Darmstadt		Reserve	98,0	pot. ResKW	98,0
BNA1248a	UPM Schongau	Dampfkraftwerk	Reserve	64,0	pot. ResKW	82,0
BNA0627	Kraftwerk Mainz	KW2 (Dampfteil)	Reserve	255,5	pot. ResKW	255,5
BNA0020	Altbach	HKW 1	pot. ResKW	433,0	pot. ResKW	433,0
			<b>SUMME</b>	<b>6.657,5</b>		<b>6.675,5</b>

9

# KWK<10 MW DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1

### ▪ Mantelzahlen:

2

- Ermittlung des Bestands erfolgt auf Basis umfangreicher Anlagenstammdaten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung (BAFA) sowie aggregierten Angaben in der aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur\*

3

- In der BA 2017 wird ein **Zubau der KWK < 10MW von 300 MW/a** des Energieträgers Erdgas angenommen. Die Annahme leitet sich aus den genehmigten Zahlen aus dem NEP 2030\*\* sowie historischen Zubauzahlen der letzten Jahre ab.

4

5

6

Installiert [GW]	2016/2017	2017/2018	2018/2019
KWK<10MW	4,2	4,5	4,8

7

8

9

### ▪ Regionalisierung (zweistufig):

- Zunächst wird der Bestand gemäß BNetzA-Liste auf Basis der BAFA-Liste regionalisiert
- Der Zubau wird ausschließlich für kleine Erdgas-KWK angenommen und anhand der Standorte der jeweiligen Bestandsanlagen modelliert

\* Bestand Ende 2015 gemäß  
BNetzA-Liste: 3,9 GW

\*\* (Im genehmigten Szenariorahmen  
zum NEP 2030 wurde ein Zubau von  
KWK<10MW von 3,0 GW im  
Zeitraum 2015-2030 angenommen)

# KWK<10 MW DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1

2

3

4

5

6

7

8

9

### Installierte Leistungen je Bundesland:

Installiert [MW]	2016/2017	2017/2018	2018/2019
Baden-Württemberg	0,6	0,6	0,7
Bayern	0,5	0,6	0,6
Berlin	<0,1	0,1	0,1
Brandenburg	0,2	0,2	0,2
Bremen	<0,1	<0,1	<0,1
Hamburg	0,2	0,2	0,2
Hessen	0,3	0,3	0,4
Mecklenburg-Vorpommern	<0,1	0,1	0,1
Niedersachsen	0,4	0,4	0,4
Nordrhein-Westfalen	0,8	0,8	0,9
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2
Saarland	<0,1	<0,1	<0,1
Sachsen	0,2	0,2	0,3
Sachsen-Anhalt	0,2	0,2	0,2
Schleswig-Holstein	0,1	0,1	0,2
Thüringen	0,2	0,2	0,2
<b>Summe</b>	<b>4,2</b>	<b>4,5</b>	<b>4,8</b>

#### ▪ Hinweis:

- Die Zuordnung in der obenstehenden Tabelle zu Bundesländern wurde anhand der geographischen Standorte vorgenommen.

# Erneuerbare Energien DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1

### ▪ Mantelzahlen:

2

- Von den ÜNB prognostizierte Ausbauzahlen nach aktueller EEG-Mittelfristprognose (September-Oktober 2016) je Energieträger und Zeithorizont

3

- Ermittlung auf Basis der Randbedingungen der EEG-Novelle 2017

4

### ▪ Regionalisierung:

5

- Die EE-Mantelzahlen werden grundsätzlich nach bekannter Methodik aus BA und NEP sowie der aktuellen Datenlage regionalisiert. Dabei werden die Bundeslandzahlen nach aktueller EEG-Mittelfristprognose eingehalten.

6

7

8

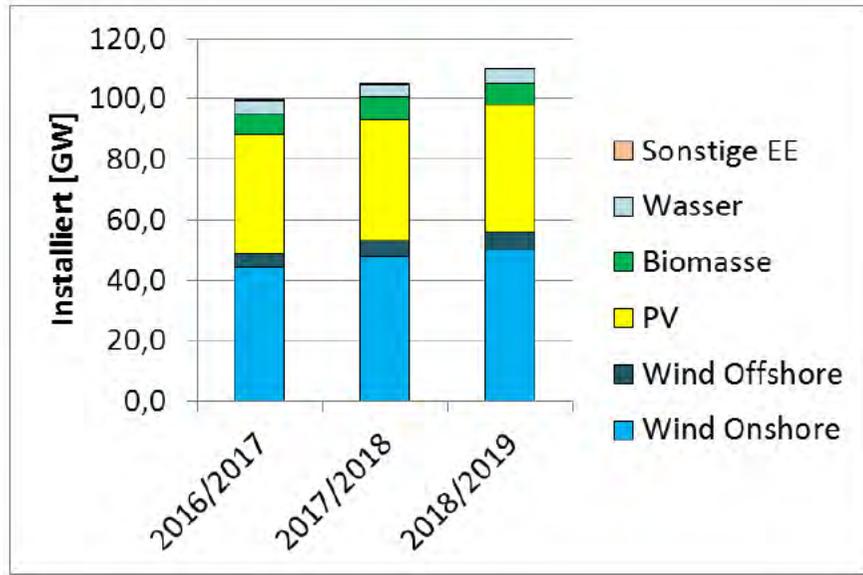
9

# Installierte Leistungen EE in DE

Marktsimulation – Eingangsparameter t+1 (2017/18) und t+2 (2018/19)



- 1
- 2
- 3
- 4**
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9



Installiert [GW]	2016/2017	2017/2018	2018/2019
Wind Onshore	44,7	47,9	50,3
Wind Offshore	4,0	5,0	6,0
PV	39,4	40,5	41,9
Biomasse	6,9	7,0	7,1
Wasser*	4,3	4,3	4,3
Sonstige EE	0,5	0,5	0,5
<b>Summe</b>	<b>100,0</b>	<b>105,3</b>	<b>110,2</b>

## Datengrundlage:

- Wind Onshore, Photovoltaik, Biomasse und Sonstige EE: Trendszenario EEG-Mittelfristprognose 2017-2021
- Wasserkraft (EEG und Nicht-EEG): Anlagenregister ÜNB
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB

Es wird erwartet, dass in 2017 bei der installierten Leistung aus reg. Energiequellen die „100-GW-Marke“ überschritten wird.

\* Leistung für Laufwasser/Speicherwasser (EEG+ nicht geförderte Anlagen) wird als konstant i.H. des Bestands angenommen

# Installierte Leistungen EE in DE

Vergleich  $t+1_{BA17}$  und  $t+4_{BA14}$  sowie  $t+2_{BA17}$  und  $t+3_{BA16}$



1

2

3

4

5

6

7

8

9

Installiert [GW]	BA2017 2017/2018 (t+1)	BA2014 2017/2018 (t+4)	DELTA	BA2017 2018/2019 (t+2)	BA2016 2018/2019 (t+3)	DELTA
Wind Onshore	47,9	41,6	6,3	50,3	49,3	1,0
Wind Offshore	5,0	5,4	-0,4	6,0	5,9	0,1
PV	40,5	48,5	-8,0	41,9	43,6	-1,7
Biomasse	7,0	6,6	0,4	7,1	6,8	0,3
Wasser	4,3	4,5	-0,2	4,3	4,3	0,0
Sonstige EE	0,5	0,5	0,0	0,5	0,6	-0,1
<b>Summe</b>	<b>105,3</b>	<b>107,1</b>	<b>-1,8</b>	<b>110,2</b>	<b>110,5</b>	<b>-0,3</b>

- Sich ständig verändernde Rahmenbedingungen, u.a. durch neue EEG-Novellen, führen zu „Volatilität“ der Prognosen
- Stärkerer Zubau Wind Onshore vor Beginn der Ausschreibungsrunden beobachtet (Vorzieheffekte)
- Beim Vergleich mit den vorangegangenen BAs zeigt sich ein stärkerer Ausbau Wind onshore.

# Installierte Leistungen EE in DE

Offshorewindparks (OWP) DE



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Name des OWP	Ort	Aktueller Status	P <sub>OWP, inst</sub> [MW]	t+1	t+2
Alpha Ventus	Nordsee	In Betrieb	62	x	x
Amrumbank West	Nordsee	In Betrieb	303	x	x
Baltic 1	Ostsee	In Betrieb	48,3	x	x
Bard Offshore 1	Nordsee	In Betrieb	400	x	x
Borkum Riffgrund 1	Nordsee	In Betrieb	312	x	x
Trianel Windpark Borkum (1.BS)	Nordsee	In Betrieb	200	x	x
Butendiek	Nordsee	In Betrieb	288	x	x
DanTysk	Nordsee	In Betrieb	288	x	x
Global Tech 1	Nordsee	In Betrieb	400	x	x
Gode Wind 1	Nordsee	In Betrieb	332	x	x
Gode Wind 2	Nordsee	In Betrieb	252	x	x
Meerwind Süd/Ost	Nordsee	In Betrieb	288	x	x
Nordsee Ost	Nordsee	In Betrieb	288	x	x
Riffgat	Nordsee	In Betrieb	113,4	x	x
Baltic 2	Ostsee	In Betrieb	288	x	x
Sandbank	Nordsee	In Betrieb	288	x	x
Nordergründe	Nordsee	Anschluss 2017	110,7	x	x
Nordsee One	Nordsee	Anschluss 2017	332	x	x
Veja Mate	Nordsee	Anschluss 2017	400	x	x
Borkum Riffgrund 2	Nordsee	Anschluss 2018	450		x
Merkur Offshore	Nordsee	Anschluss 2018	400		x
Wikinger	Ostsee	Anschluss 2018/19	175 / 350		Teil-IBN
		<b>Summe</b>		<b>4993</b>	<b>6018</b>
		davon Nordsee		4657	5507
		davon Ostsee		336	511

# Regionalisierung Wind Onshore in DE - Methodik

Indikation Netzausbaugesamt – Wind Onshore



1 ▪ **Hintergrund:**

2 Die Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung  
3 (EEAV) wird ab 01.03.2017 ein Netzausbaugesamt  
4 definieren, in dem bis 2020 jährlich höchstens **902 MW**  
an Zuschlägen für den Zubau von Windenergieanlagen  
onshore erteilt werden.

5 Netzausbaugesamt umfasst:

- 6 ▪ zu 100% Schleswig-Holstein, Mecklenburg-  
7 Vorpommern, Bremen und Hamburg  
8 ▪ zu etwa 59% Niedersachsen (in Bezug auf die  
Bestandsleistung)

9



# Regionalisierung Wind Onshore in DE - Methodik

Indikation Netzausbaugesamt – Wind Onshore



## 1 ■ Eingangsdaten:

2

- Die installierte Leistung von Windenergieanlagen onshore wird für die Zeithorizonte 2017/18 (t+1) und 2018/19 (t+2) der aktuellen EEG-Mittelfristprognose 2016 entnommen (Bundeslandprognose, Trendszenario)

3

4

- Die aktuelle EEG-Mittelfristprognose 2016 berücksichtigt das EEG 2017 und damit das Ausschreibungsmodell

5

- Die aktuelle EEG-Mittelfristprognose 2016 berücksichtigt kein Netzausbaugesamt

6

- Erwartung: Der Zubau von Windenergie onshore erfolgt bis 2018 (aufgrund bereits genehmigter Anlagen) jedoch überwiegend außerhalb der Ausschreibung und wird erst ab 2019 durch die Ausschreibung bestimmt

7

8

- Eine Wirkung des Netzausbaugesamts, d.h. eine Beschränkung des Zubaus im Netzausbaugesamt, ist daher auch erst ab 2019 (t+3) zu erwarten.

9



# Verbrauch / Last DE – Netzverluste im HöS-Netz

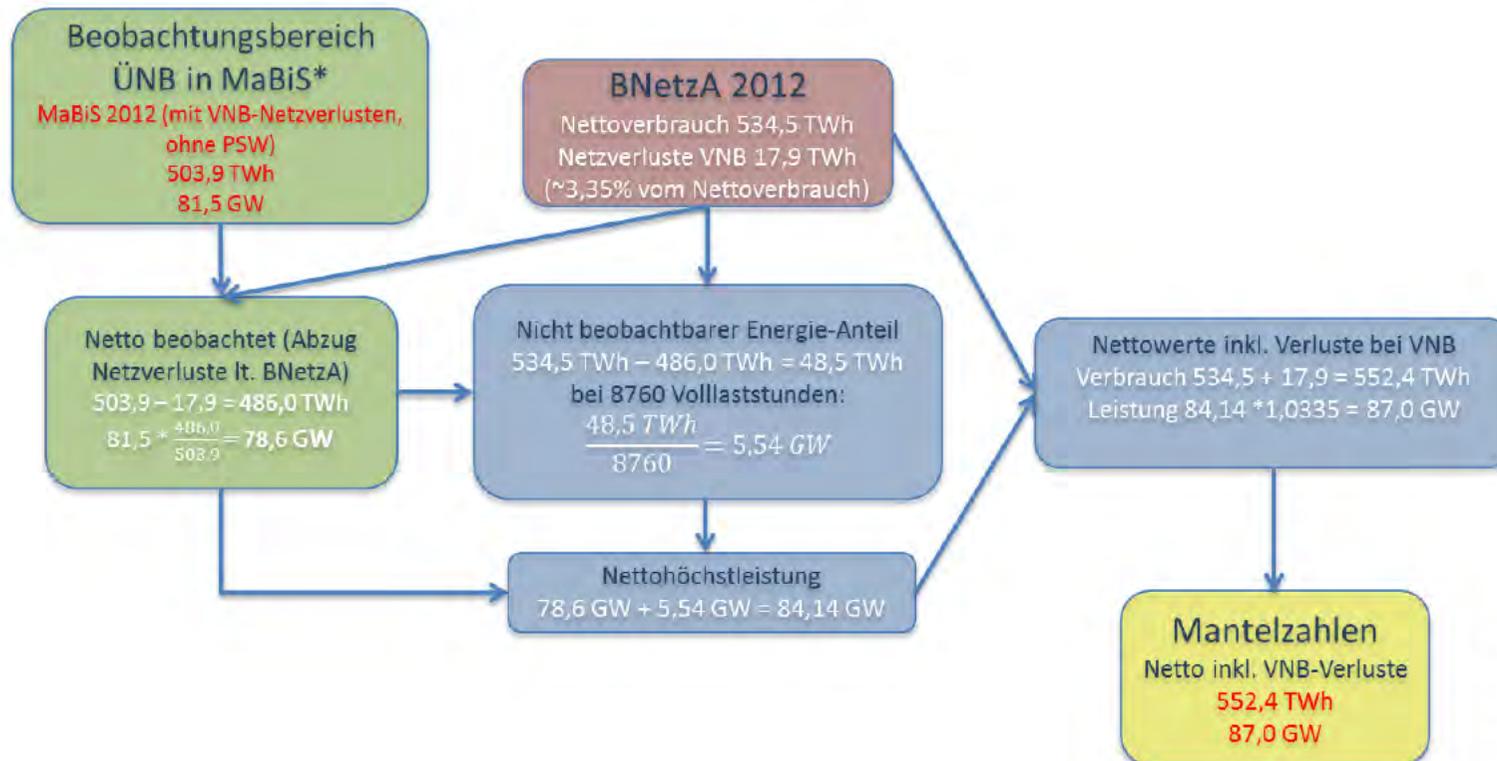
Marktsimulation – Eckpunkte



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6**
- 7
- 8
- 9

## ▪ Mantelzahlen DE (alle Zeithorizonte)

- Höchstlast: 87,0 GW\* (inkl. Netzverluste in Verteilnetz)
- Verbrauch DE: 552,4 TWh\*



\*Netzverluste im Höchstspannungsnetz sind nicht enthalten und werden pauschal in Höhe von 2% addiert.

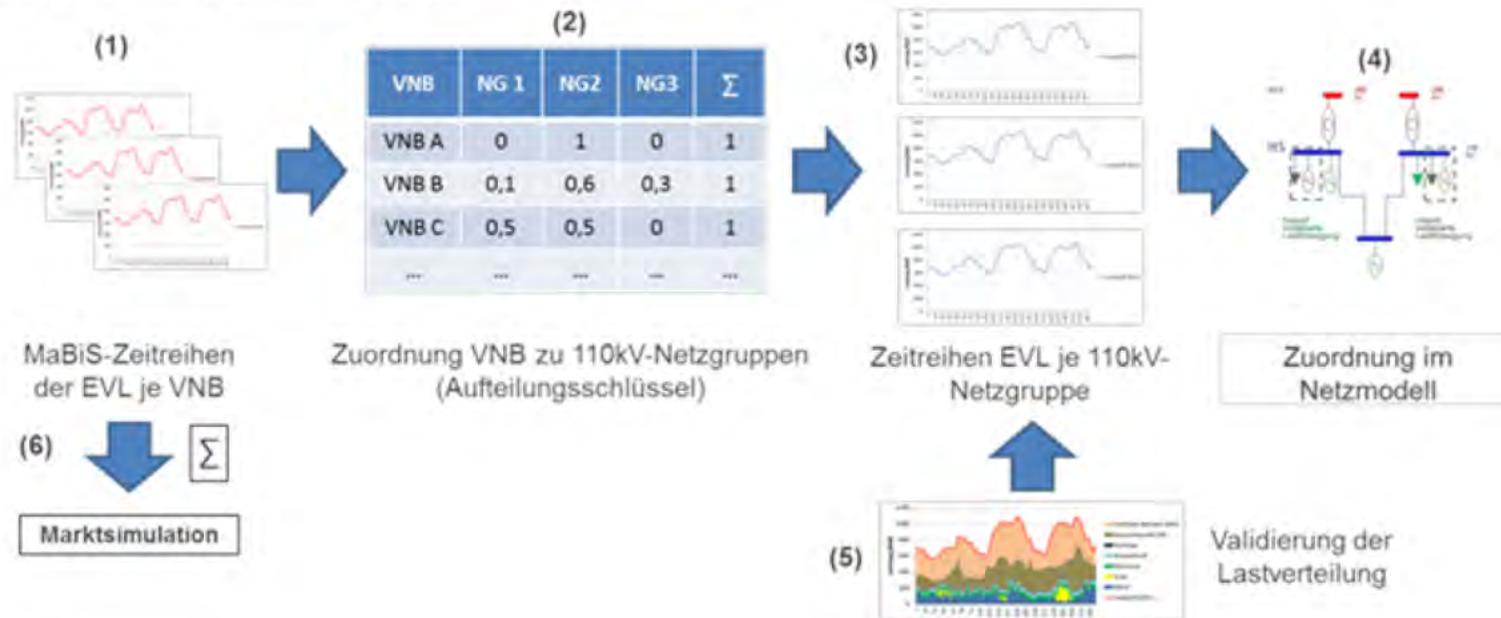
# Lastregionalisierung DE

## Marktsimulation – Eckpunkte



1. Die Abbildung der Last erfolgt für alle Zeithorizonte einheitlich.
2. Es wird für alle Zeithorizonte die Endverbraucherlast (EVL) angesetzt, die für die Zielhorizonte als konstant angenommen wird.
3. Bei der Ermittlung der Endverbraucherlastzeitreihen wird in der BA 2017 analog zur BA 2016 auf Zählwerte aus MaBiS\* zurückgegriffen, die den ÜNB im Rahmen von Abrechnungsprozessen und in Form von Zeitreihen vorliegen und eine hohe regionale Auflösung ermöglicht
4. Methodik zur Lastregionalisierung:

6



\*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)

# Austauschkapazitäten zw. den Marktgebieten („NTC“-Werte)

Marktsimulation – Eckpunkte



- 1
  - 2
  - 3
  - 4
  - 5
  - 6
  - 7**
  - 8
  - 9
- **„NTC“-Bestimmung für die Systemanalysen 2017:**
    - Zur Bestimmung der „NTC“-Werte werden
      - die aktuellen verfügbaren Werte von ENTSO-E (MAF 2016 und TYNDP 2016) für die jeweiligen Zeithorizonte verwendet
      - die Rückmeldung der ausl. TSO entsprechend berücksichtigt
      - Die verwendeten „NTC“-Werte werden nach dem „Minimal Rule“ bestimmt.
    - An einigen Grenzen werden **variable NTC** verwendet (z.B. C-Funktion, Netzanschlusskapazität „Baltic Cable“ an der Grenze DE-SE)
    - Die „NTC“-Angaben für die Grenze DE-PL beziehen sich auf das polnische Profil: PL <-> (DE+CZ+SK)
    - „NTC“ DE/AT: unbegrenzt (Sensitivität: 5,5 GW)

# „NTC“-Werte

Eingangsdaten – „NTC“-Werte für Grenzsituation „Starkwind/Starklast“



	Von (Export)	Nach (Import)	(t+1) 2017/18	Quelle	(t+2) 2018/19	Quelle
1	DE	AT	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB
2	DE	BE	-	TYNDP	-	TYNDP
3	DE	CH	800	deutsche ÜNB / Swissgrid	1.900	deutsche ÜNB (Rückmeldung Swissgrid im Rahmen LA2016)
4	DE	CZ	800	50Hertz	1.000	50Hertz
5	DE	DKE	600	deutsche ÜNB / Energinet	1.000	deutsche ÜNB / Energinet (IBN: Kriegers Flak CGS)
6	DE	DKW	1.500	deutsche ÜNB / Energinet	1.500	deutsche ÜNB / Energinet
7	DE	FR	1.200	deutsche ÜNB	1.200	deutsche ÜNB
8	DE	LU	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
9	DE	NL	1.468	deutsche ÜNB / TTG	2.968	deutsche ÜNB / TTG (IBN: Doetinchem - Niederrhein)
	DE	NO	-	TYNDP	-	TYNDP
	DE	PL	100	50Hertz	300*	50Hertz
	DE	SE	615	TenneT	615	TenneT
	AT	DE	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB
	BE	DE	-	TYNDP	-	TYNDP
	CH	DE	4.000	TransnetBW / Swissgrid	4.000	TransnetBW
	CZ	DE	1.800	50Hertz/ CEPS	1.800	50Hertz
	DKE	DE	585	deutsche ÜNB / Energinet	985	deutsche ÜNB / Energinet (IBN: Kriegers Flak CGS)
	DKW	DE	200	Analog Vorgabe BNetzA aus BA16	200	Analog Vorgabe BNetzA aus BA16
	FR	DE	1.800	deutsche ÜNB	1.800	deutsche ÜNB
	LU	DE	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
	NL	DE	1.468	deutsche ÜNB / TTG	2.968	deutsche ÜNB / TTG (IBN: Doetinchem - Niederrhein)
	NO	DE	-	TYNDP	-	TYNDP
	PL	DE	400*	50Hertz/PSE	400*	50Hertz
	SE	DE	600	TenneT	600	TenneT
	AT	CH	1.200	APG / Swissgrid	1.200	aus t+1 übernommen
	AT	CZ	800	CEPS	800	aus t+1 übernommen
	AT	HU	400	APG	800	Rückmeldung APG aus BA16
	AT	IT	315	APG	315	aus t+1 übernommen
	AT	SI	550	APG / ELES	550	aus t+1 übernommen
	CH	AT	1.200	APG / Swissgrid	1.200	aus t+1 übernommen
	CZ	AT	500	APG	500	aus t+1 übernommen
	HU	AT	800	APG	800	aus t+1 übernommen
	IT	AT	145	APG	145	aus t+1 übernommen
	SI	AT	950	APG / ELES	950	aus t+1 übernommen

\*Summenbegrenzung CZ+DE+SK ↔ PL

# „NTC“-Werte

Vergleich „NTC“-Werte (2017/18) der GS „SWSL“ t+2<sub>BA17</sub> und t+3<sub>BA16</sub>



	Von (Export)	Nach (Import)	BA17 (t+2) 2018/19	BA16 (t+3) 2018/19	DELTA (BA17-BA16)	Kommentar
1	DE	AT	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	unlimited	-	
2	DE	BE	-	-	-	
3	DE	CH	1.900	800	1.100	Rückmeldung Swissgrid im Rahmen LA2016
4	DE	CZ	800	800	0	
5	DE	DKE	1.000	600	400	IBN: Kriegers Flak CGS
6	DE	DKW	1.500	1.500	0	
7	DE	FR	1.200	1.200	0	
8	DE	LU	unlimited	unlimited	-	
9	DE	NL	2.968	2.968	0	
	DE	NO	-	-	-	
	DE	PL	300	300	0	
	DE	SE	615	615	0	
	AT	DE	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	unlimited	-	
	BE	DE	-	-	-	
	CH	DE	4.000	3.000	1.000	Neue Rückmeldung Swissgrid, in BA16 noch limitierend
	CZ	DE	1.800	1.800	0	
	DKE	DE	985	649	336	IBN: Kriegers Flak CGS
	DKW	DE	200	200	0	
	FR	DE	1.800	1.800	0	
	LU	DE	unlimited	unlimited	-	
	NL	DE	2.968	2.968	0	
	NO	DE	-	-	-	
	PL	DE	400	400	0	
	SE	DE	600	600	0	
	AT	CH	1.200	1.200	0	
	AT	CZ	800	800	0	
	AT	HU	800	800	0	
	AT	IT	315	365	-50	Aus akt. APG-Rückmeldung für t+1 übernommen
	AT	SI	550	650	-100	Aus akt. Rückmeldung APG/ELES für t+1 übernommen
	CH	AT	1.200	1.200	0	
	CZ	AT	500	500	0	
	HU	AT	800	800	0	
	IT	AT	145	150	-5	Aus akt. APG-Rückmeldung APG für t+1 übernommen
	SI	AT	950	950	0	

# NTC-Werte

Eingangsdaten – NTC-Werte für Jahreslauf 2018/19 (t+2)



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Von (Export)	Nach (Import)	2018/19 (t+2): Jahreslauf Winter	2018/19 (t+2): Jahreslauf Sommer
DE	AT	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)
DE	BE	-	-
DE	CH	C-Funktion (angepasst)	C-Funktion (angepasst)
DE	CZ	1.000	1.000
DE	DKE	1.000	1.000
DE	DKW	Var. NTC	Var. NTC
DE	FR	C-Funktion	C-Funktion
DE	LU	unlimited	unlimited
DE	NL	C-Funktion (angepasst)	C-Funktion (angepasst)
DE	NO	-	-
DE	PL	500	500
DE	SE	Var. NTC	Var. NTC
AT	DE	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)
BE	DE	-	-
CH	DE	C-Funktion	C-Funktion
CZ	DE	1.800	1.800
DKE	DE	985	985
DKW	DE	Var. NTC	Var. NTC
FR	DE	C-Funktion	C-Funktion
LU	DE	unlimited	unlimited
NL	DE	C-Funktion (angepasst)	C-Funktion (angepasst)
NO	DE	-	-
PL	DE	1.000	1.000
SE	DE	Var. NTC	Var. NTC
AT	CH	1.200	1.200
AT	CZ	1.000	1.000
AT	HU	800	800
AT	IT	315	255
AT	SI	1.200	1.200
CH	AT	1.200	1.200
CZ	AT	1.200	1.200
HU	AT	800	800
IT	AT	145	80
SI	AT	950	950

# NTC-Werte

C-Funktion mit Anpassungen für 2018/19



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7**
- 8
- 9

▪ An den Grenzen DE-NL, DE-FR und DE-CH wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die C-Funktion verwendet. Diese ist wie folgt parametrisiert:

### Parametrierung C-Funktion BA2017 t+1 (2017/18)

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	2.449	3.000	2.000	2.449	1.800	4.000
7.001	11.000	2.449	2.500	1.800	2.187	1.800	4.000
11.001	14.000	2.449	1.800	1.400	1.927	1.800	4.000
14.001	18.000	1.800	1.500	1.200	1.665	1.800	4.000
18.001	99.999	1.468	1.200	800	1.468	1.800	4.000

### Parametrierung C-Funktion BA2017 t+2 (2018/19)

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	3.949	3.000	3.100	3.949	1.800	4.000
7.001	11.000	3.949	2.500	2.900	3.687	1.800	4.000
11.001	14.000	3.949	1.800	2.500	3.427	1.800	4.000
14.001	18.000	3.300	1.500	2.300	3.165	1.800	4.000
18.001	99.999	2.968	1.200	1.900	2.968	1.800	4.000

Veränderung des Wertes DE→CH auf Grund vorgezogener Maßnahmen aus dem Projekt „Swiss Roof I (Σ 1.100 MW)

Veränderung des Wertes DE-NL auf Grund des cross-border-Projekts Doetinchem - Niederrhein (IBN: 2018, 1.500 MW)



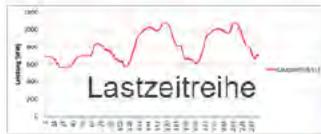
# NTC-Werte

NTC – Formel zur Berechnung Grenze DE-DKW (Jahreslauf)



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

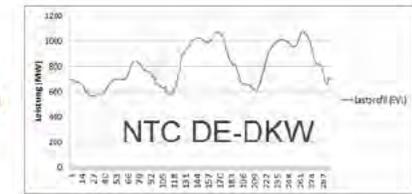
- An der Grenze DE-DKW wird für den Jahreslauf der Marktsimulation eine stündlich variierende Zeitreihe verwendet. Diese wird in Abhängigkeit der jeweiligen Last- und der Windeinspeisepprofile in RZ TenneT sowie anhand folgender mit der Netzführung abgestimmter Randbedingungen (Kombinationen Wind/Last) ermittelt:



Südrichtung:  
DKW → DE

Schwachlast: < 10000 MW			Schwachlast: < 10000 MW		
Wind von	Wind bis	Freigabe	Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1450 MW	0 MW	500 MW	1500 MW
501 MW	1000 MW	1100 MW	501 MW	1000 MW	1500 MW
1001 MW	2000 MW	800 MW	1001 MW	2000 MW	1500 MW
2001 MW	3000 MW	600 MW	2001 MW	3000 MW	1500 MW
3001 MW	4000 MW	200 MW	3001 MW	4000 MW	1500 MW
4001 MW	5000 MW	200 MW	4001 MW	5000 MW	1500 MW
5001 MW	6000 MW	200 MW	5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	200 MW	6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	200 MW	7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	200 MW	8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	200 MW	9001 MW	10000 MW	1500 MW
Mittellast: 10000 bis 16000 MW			Mittellast: 10000 bis 16000 MW		
Wind von	Wind bis	Freigabe	Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1500 MW	0 MW	500 MW	1050 MW
501 MW	1000 MW	1150 MW	501 MW	1000 MW	1100 MW
1001 MW	2000 MW	850 MW	1001 MW	2000 MW	1200 MW
2001 MW	3000 MW	650 MW	2001 MW	3000 MW	1300 MW
3001 MW	4000 MW	250 MW	3001 MW	4000 MW	1400 MW
4001 MW	5000 MW	200 MW	4001 MW	5000 MW	1500 MW
5001 MW	6000 MW	200 MW	5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	200 MW	6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	200 MW	7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	200 MW	8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	200 MW	9001 MW	10000 MW	1500 MW
Starklast: > 16000 MW			Starklast: > 16000 MW		
Wind von	Wind bis	Freigabe	Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1600 MW	0 MW	500 MW	950 MW
501 MW	1000 MW	1300 MW	501 MW	1000 MW	1000 MW
1001 MW	2000 MW	950 MW	1001 MW	2000 MW	1100 MW
2001 MW	3000 MW	750 MW	2001 MW	3000 MW	1200 MW
3001 MW	4000 MW	350 MW	3001 MW	4000 MW	1300 MW
4001 MW	5000 MW	300 MW	4001 MW	5000 MW	1400 MW
5001 MW	6000 MW	200 MW	5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	200 MW	6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	200 MW	7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	200 MW	8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	200 MW	9001 MW	10000 MW	1500 MW

Nordrichtung:  
DE → DKW



**Hinweis:** Beim dargestellten Verfahren handelt es sich um einen vereinfachten Ansatz, in der Netzführung erfolgt eine lastflussbasierte Ermittlung der Kapazität

# Installierte Leistungen und Lasten Ausland

## Marktsimulation – Eckpunkte



- 1
  - 2
  - 3
  - 4
  - 5
  - 6
  - 7
  - 8
  - 9
- **Abfrage bei (benachbarten) ausl. TSO:**
    - Im Rahmen der Systemanalysen 2017 wurden die (benachbarten) ausl. TSO für den Zeithorizont t+1 zu folgenden Daten abgefragt:
      - KW-Park, NTC, Last zu Referenzzeitpunkten
    - Die Rückmeldungen sind entsprechend in den Eingangsdaten berücksichtigt.
  - **Mantelzahlen:**
    - Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger (konv. und EE) im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den Werten des **MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2016 Expected Progress\***.
    - Im **MAF 2016** sind für einige Länder große Kraftwerkskapazitäten mit dem Energieträger „Sonstige“ oder „Mischfeuerung“ angegeben. Es wird angenommen, dass diese Kapazitäten auch Kraftwerke umfassen, die im Datenbestand der ÜNBs als Steinkohle-, Erdgas-, oder Mineralölkraftwerke geführt werden. Insofern weichen die auf den folgenden Folien angegebenen Kapazitäten zum Teil von den im MAF angegebenen Werten ab; die Summe von Kraftwerken mit den Energieträgern „Sonstige“, „Steinkohle“, „Erdgas“ und „Mineralöl“ stimmt mit den Angaben des MAF überein.
    - Die **Lastzeitreihen** für das Ausland werden (bis auf AT) auf Basis der bei ENTSO-E veröffentlichten Lastzeitreihen für das Jahr 2012 ermittelt. Diese Zeitreihen werden anschließend auf den Verbrauch sowie die Höchstlast angepasst.

\*Interpolation der Werte SO&AF 2015 Szenario B (Zieljahr 2016) und MAF 2016 (Zieljahr 2020), da im MAF2016 keine Startwerte gegeben sind. Der MAF2016 enthält jedoch für 2020 die aktuelleren Werte.

# Installierte Leistungen Anrainerstaaten DE

Marktsimulation – Eingangsparameter (t+1) 2017/18



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Kapazitäten 2017/18 (t+1) in GW	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	5,5	3,2	3,9	0,0	62,8	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,4
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	8,3	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	8,2	0,9	0,2
Steinkohle	0,7	0,0	0,0	1,3	1,6	3,1	0,3	8,2	0,0	5,7	17,7	0,1	0,4
Erdgas	5,1	5,1	0,0	1,6	1,4	6,7	3,7	49,7	0,4	17,4	1,6	0,5	0,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,1	0,1	0,0	0,8	2,3	0,4	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Sonstige (inkl. Abfall)	0,9	1,6	0,6	0,1	0,0	5,7	0,2	2,5	0,0	1,9	2,6	0,0	0,6
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>6,9</b>	<b>12,2</b>	<b>3,9</b>	<b>15,3</b>	<b>3,8</b>	<b>80,6</b>	<b>7,4</b>	<b>64,5</b>	<b>0,4</b>	<b>25,4</b>	<b>30,1</b>	<b>2,2</b>	<b>4,7</b>
Pumpspeicher+Speicherwasser	6,3	1,3	11,5	1,8	0,0	17,6	0,0	15,5	0,0	0,0	1,8	0,4	0,9
Laufwasser	4,8	0,1	3,2	0,2	0,0	7,6	0,1	6,9	0,0	0,0	0,5	1,0	1,6
Biomasse	0,5	1,4	0,3	0,8	2,5	1,1	0,4	1,7	0,0	0,4	0,8	0,1	0,3
Wind Onshore	2,9	1,6	0,1	0,5	3,8	10,8	0,4	10,7	0,1	3,7	5,2	0,0	0,0
Wind Offshore	0,0	1,2	0,0	0,0	1,5	0,3	0,0	0,1	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0
PV	1,2	3,3	1,3	2,4	0,8	6,5	0,1	19,8	0,1	2,6	0,1	0,3	0,5
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>15,7</b>	<b>8,9</b>	<b>16,4</b>	<b>5,7</b>	<b>8,6</b>	<b>43,9</b>	<b>1,0</b>	<b>54,6</b>	<b>0,3</b>	<b>7,4</b>	<b>8,4</b>	<b>1,7</b>	<b>3,4</b>
<b>Gesamt</b>	<b>22,7</b>	<b>21,2</b>	<b>20,3</b>	<b>21,0</b>	<b>12,4</b>	<b>124,4</b>	<b>8,4</b>	<b>119,1</b>	<b>0,7</b>	<b>32,8</b>	<b>38,5</b>	<b>4,0</b>	<b>8,0</b>

# Installierte Leistungen Anrainerstaaten DE

Marktsimulation – Eingangsparameter (t+2) 2018/19



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Kapazitäten 2018/19 (t+2) in GW	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	5,5	3,2	4,0	0,0	62,4	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,4
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	8,0	0,9	0,2
Steinkohle	0,7	0,0	0,0	1,4	1,6	3,1	0,3	8,5	0,0	5,1	16,6	0,1	0,3
Erdgas	5,0	5,8	0,0	1,6	1,5	7,1	3,7	49,7	0,3	15,1	3,1	0,5	0,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,1	0,0	0,0	0,8	2,2	0,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Sonstige (inkl. Abfall)	0,9	0,4	0,6	0,2	0,0	5,5	0,4	0,0	0,1	2,9	2,9	0,0	0,6
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>6,8</b>	<b>11,7</b>	<b>3,8</b>	<b>14,9</b>	<b>3,8</b>	<b>80,4</b>	<b>7,6</b>	<b>61,1</b>	<b>0,3</b>	<b>23,7</b>	<b>30,7</b>	<b>2,2</b>	<b>4,6</b>
Pumpspeicher+Speicherwasser	6,3	1,3	12,4	1,6	0,0	17,6	0,0	15,3	0,0	0,0	1,8	0,4	0,9
Laufwasser	5,0	0,1	3,3	0,2	0,0	7,6	0,1	6,9	0,0	0,0	0,6	1,1	1,6
Biomasse	0,6	1,5	0,3	0,9	2,5	1,2	0,5	2,6	0,0	0,4	0,9	0,1	0,3
Wind Onshore	3,2	1,9	0,1	0,5	3,9	11,9	0,5	11,0	0,1	4,2	5,8	0,0	0,0
Wind Offshore	0,0	1,6	0,0	0,0	1,8	0,5	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
PV	1,5	3,5	1,4	2,4	0,8	7,4	0,1	20,0	0,1	3,2	0,1	0,3	0,5
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>16,6</b>	<b>9,9</b>	<b>17,6</b>	<b>5,6</b>	<b>8,9</b>	<b>46,2</b>	<b>1,2</b>	<b>55,9</b>	<b>0,3</b>	<b>8,9</b>	<b>9,1</b>	<b>1,9</b>	<b>3,5</b>
<b>Gesamt</b>	<b>23,4</b>	<b>21,6</b>	<b>21,4</b>	<b>20,5</b>	<b>12,7</b>	<b>126,6</b>	<b>8,8</b>	<b>117,0</b>	<b>0,6</b>	<b>32,6</b>	<b>39,8</b>	<b>4,1</b>	<b>8,0</b>

**NTC-Sensitivität in der GS SWSL t+2:** Durch die Berücksichtigung der Istwert-Aufschaltungen bei Einführung eines Engpasses DE-AT werden die Kraftwerke Kaunertal, Jenbach sowie Walgauwerk abweichend zu t+1 sowie der Basisvariante t+2 vollständig in AT modelliert. Die hier angegebene Gesamtleistung der in AT modellierten Kraftwerke erhöht sich dadurch im Rahmen der NTC-Sensitivität t+2 um rd. 480 MW auf rd. 23,8 GW.

# Installierte Leistungen Anrainerstaaten DE

Vergleich BA2017<sub>2017/18 (t+2)</sub> vs. BA2016<sub>2017/18 (t+3)</sub>



1 ■ Vergleich BA2017 2017/18 (t+2) - BA2016 2017/18 (t+3):

2

3

4

5

6

7

8

9

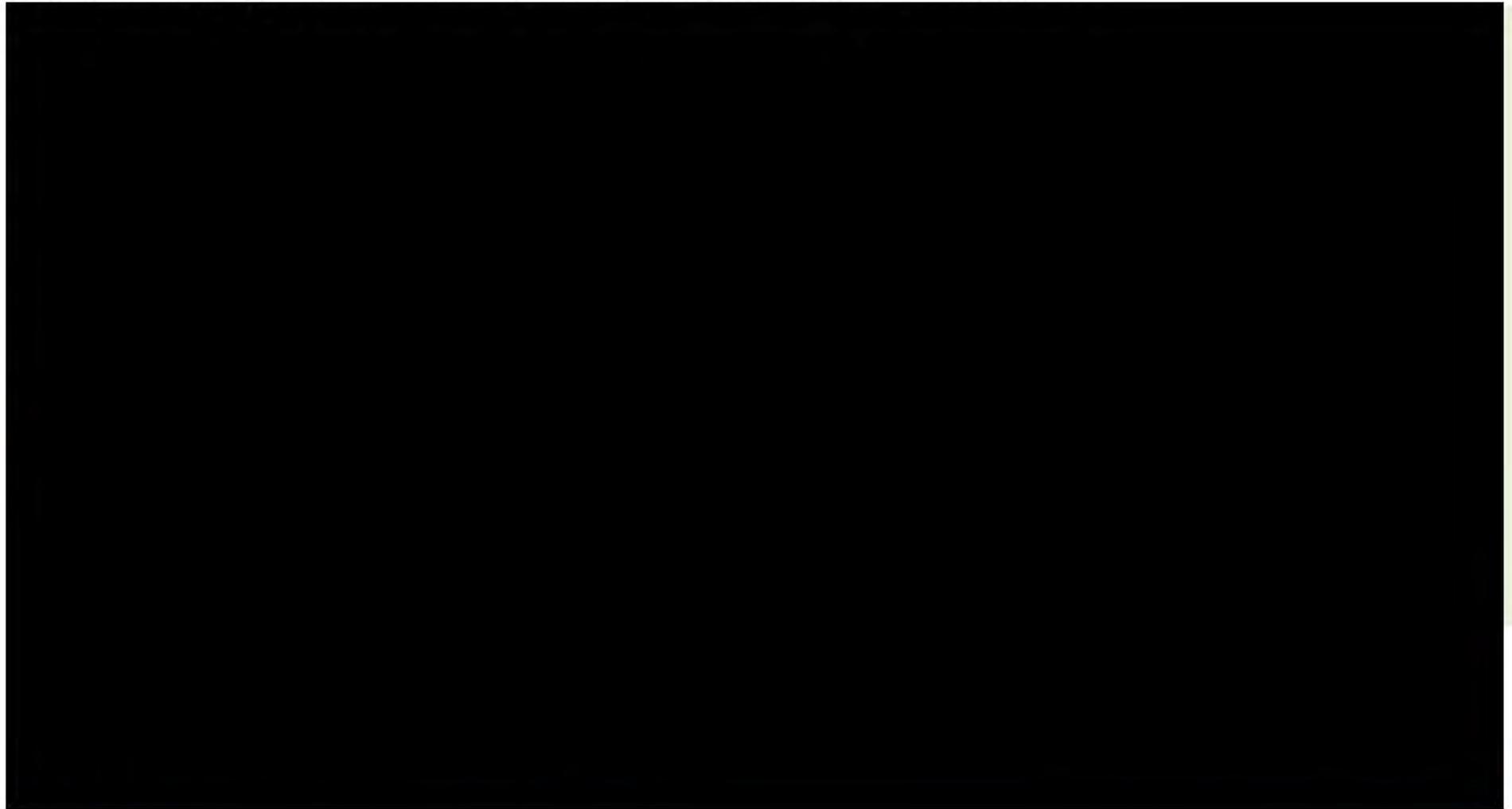
DELTA [GW]	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	HU	IT	LU	NL	PL
Kernenergie	0,0	-0,4	0,3	0,1	0,0	-0,7	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,9
Steinkohle	-0,3	-0,3	0,0	0,1	0,2	0,2	-0,4	0,3	0,0	0,5	-3,6
Erdgas	0,0	0,2	-0,6	-0,2	0,5	-2,7	-0,2	2,2	-0,3	-4,2	-0,6
Mineraloelprodukte	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	-2,9	0,0	-7,1	0,0	0,0	0,0
Sonstige (inkl. Abfall)	0,3	0,4	0,6	0,2	0,0	5,5	0,4	0,0	0,1	2,9	2,9
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>0,0</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,7</b>	<b>-0,6</b>	<b>-0,3</b>	<b>-4,6</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,7</b>	<b>-2,2</b>
Pumpspeicher+Speicherwasser	-0,3	0,0	-0,2	-0,2	0,0	0,2	0,0	-1,3	0,0	0,0	0,1
Laufwasser	-0,9	0,0	1,1	-0,2	0,0	-0,2	0,0	1,0	0,0	0,0	-0,1
Biomasse	0,1	0,0	0,3	0,0	-0,5	0,2	-0,1	1,7	0,0	0,0	0,1
Wind (Onshore/Offshore)	-0,7	-0,8	0,0	0,0	-0,1	-1,4	-0,1	-1,0	0,0	0,0	-2,2
PV	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	-0,8	0,1	-2,5	0,0	-1,1	0,0
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>-2,1</b>	<b>-1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,6</b>	<b>-2,0</b>	<b>-0,2</b>	<b>-2,2</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,1</b>	<b>-2,1</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-2,1</b>	<b>-1,1</b>	<b>1,2</b>	<b>-1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>-2,6</b>	<b>-0,5</b>	<b>-6,9</b>	<b>-0,2</b>	<b>-1,9</b>	<b>-4,3</b>

# Installierte Leistungen Anrainerstaaten DE

Kontrahierte ReserveKW im Ausland (DE-ÜNB und APG)



- 1
  - 2
  - 3
  - 4
  - 5
  - 6
  - 7
  - 8**
  - 9
- Berücksichtigung der kontrahierten ReserveKW im Ausland in der Marktsimulation:



# Höchstlasten Ausland

Marktsimulation – Eingangsparameter t+1 (2017/18) und t+2 (2018/19)



1 ■ **Höchstlasten für den synthetischen Zeitraum GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:**

2

- Verwendung finden die Rückmeldungen der benachbarten TSO bzw. wenn nicht vorhanden Angaben aus dem **SO&AF 2015 Szenario B**, die auf die jeweiligen Zeithorizonte angepasst wurden:

3

4

5

6

7

8

9

[MW]	t+1	t+2	Kommentar
AT	11.284	11.284	Rückmeldung (t+1), t+x übernommen (Höchstlast)
BE	12.760	12.760	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
CH	9.312	9.312	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
CZ	11.034	11.034	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
DKE	2.533	2.555	Rückmeldung für alle Zeithorizonte
DKW	3.532	3.638	Rückmeldung für alle Zeithorizonte
ES	41.800	41.800	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
FI	13.650	13.800	SO&AF 2015
FR	85.153	85.833	SO&AF 2015
GB	50.800	50.500	SO&AF 2015
HU	5.998	6.096	SO&AF 2015
IE	4.804	4.827	SO&AF 2015
IT	52.378	53.113	SO&AF 2015
LU	821	821	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
NI	1.538	1.545	SO&AF 2015
NL	18.068	18.068	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
NO	22.025	22.350	SO&AF 2015
PL	23.903	23.903	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
PT	8.120	8.198	SO&AF 2015
SE	22.348	22.505	SO&AF 2015
SI	2.063	2.063	Rückmeldung t+1, t+x übernommen
SK	3.798	3.798	Rückmeldung t+1, t+x übernommen

# Lastannahmen Ausland

Vergleich mit älteren Bedarfsanalysen



1 **Vergleich der Starklasten für GS SWSL im Ausland:**

[GW]	BA17 t+1 (17/18)	BA14 t+4	DELTA	BA17 t+2 (18/19)	BA16 t+3	DELTA
AT	11,3	12,0	-0,7	11,3	11,6	-0,3
BE	12,8	13,6	-0,8	12,8	13,9	-1,1
CH	9,3	9,4	-0,1	9,3	10,0	-0,6
CZ	11,0	11,1	-0,1	11,0	9,8	1,3
DKE	2,5	2,4	0,1	2,6	2,6	-0,1
DKW	3,5	3,3	0,3	3,6	3,7	0,0
ES	41,8	45,0	-3,2	41,8	44,7	-2,9
FI	13,7	11,9	1,7	13,8	14,0	-0,1
FR	85,2	105,0	-19,8	85,8	85,2	0,6
GB	50,8	56,0	-5,2	50,5	50,2	0,3
HU	6,0	6,5	-0,5	6,1	6,2	-0,1
IE	4,8	4,9	-0,1	4,8	4,9	0,0
IT	52,4	53,0	-0,6	53,1	53,8	-0,7
LU	0,8	0,9	-0,1	0,8	1,1	-0,3
NI	1,5	1,7	-0,2	1,5	1,6	0,0
NL	18,1	17,7	0,4	18,1	18,1	0,0
NO	22,0	18,1	3,9	22,4	22,7	-0,3
PL	23,9	22,9	1,0	23,9	25,2	-1,3
PT	8,1	8,4	-0,3	8,2	8,3	-0,1
SE	22,3	20,6	1,7	22,5	22,7	-0,2
SI	2,1	2,7	-0,6	2,1	2,2	-0,2
SK	3,8	4,1	-0,3	3,8	4,2	-0,4

erstmalig Rückmeldung

BA14 noch Höchstlast

neue Rückmeldung

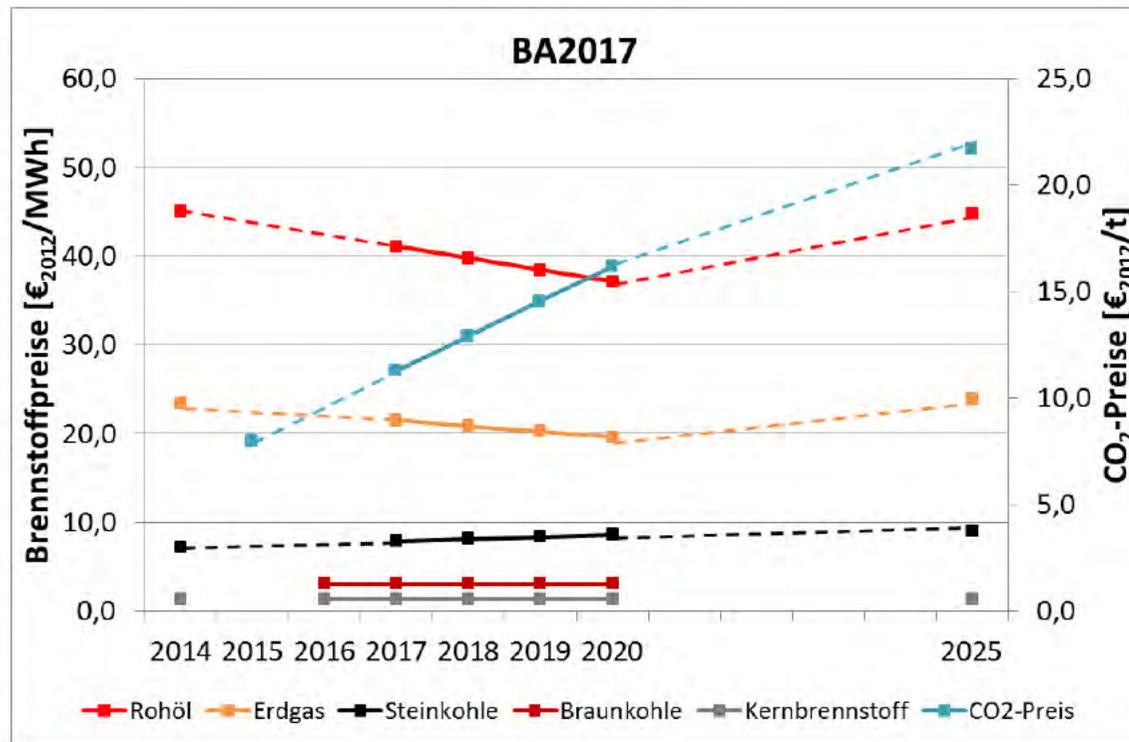
Pfeil, wenn Abweichung > +/- 0,5 GW

# Kostenkomponenten

Marktsimulation – Eingangsparameter (t+1) 2017/18 und (t+2) 2018/19



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2014 und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **World Energy Outlook 2015 (WEO2015)** konstant angenommene Braunkohle-Preise.
- Ableitung der CO<sub>2</sub>-Preise anhand der **Interpolation** zwischen dem **Spotmarktpreis** (September 2015) und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **WEO2015**.

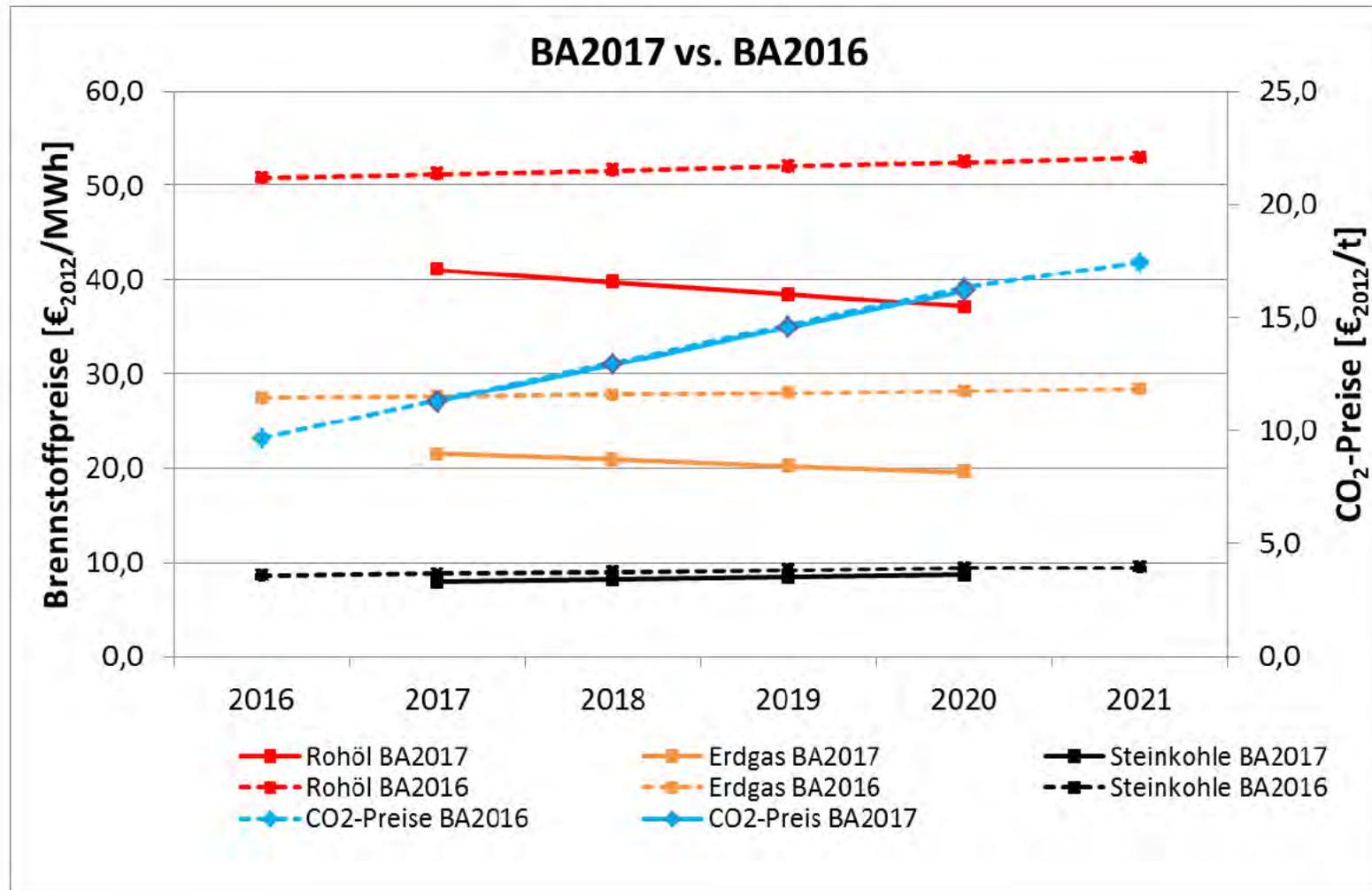
	Rohöl [€/2012/MWh]	Erdgas [€/2012/MWh]	Steinkohle [€/2012/MWh]	Braunkohle [€/2012/MWh]	Kernbrennstoff [€/2012/MWh]	CO <sub>2</sub> -Preise [€/2012/t]
<b>(t+1)</b>	41,1	21,5	7,9	3,1	1,36	11,3
<b>(t+2)</b>	39,7	20,9	8,1	3,1	1,36	12,9

# Kostenkomponenten

Vergleich BA2017 vs. BA2016



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9



# Eingangsdaten Netzmodell

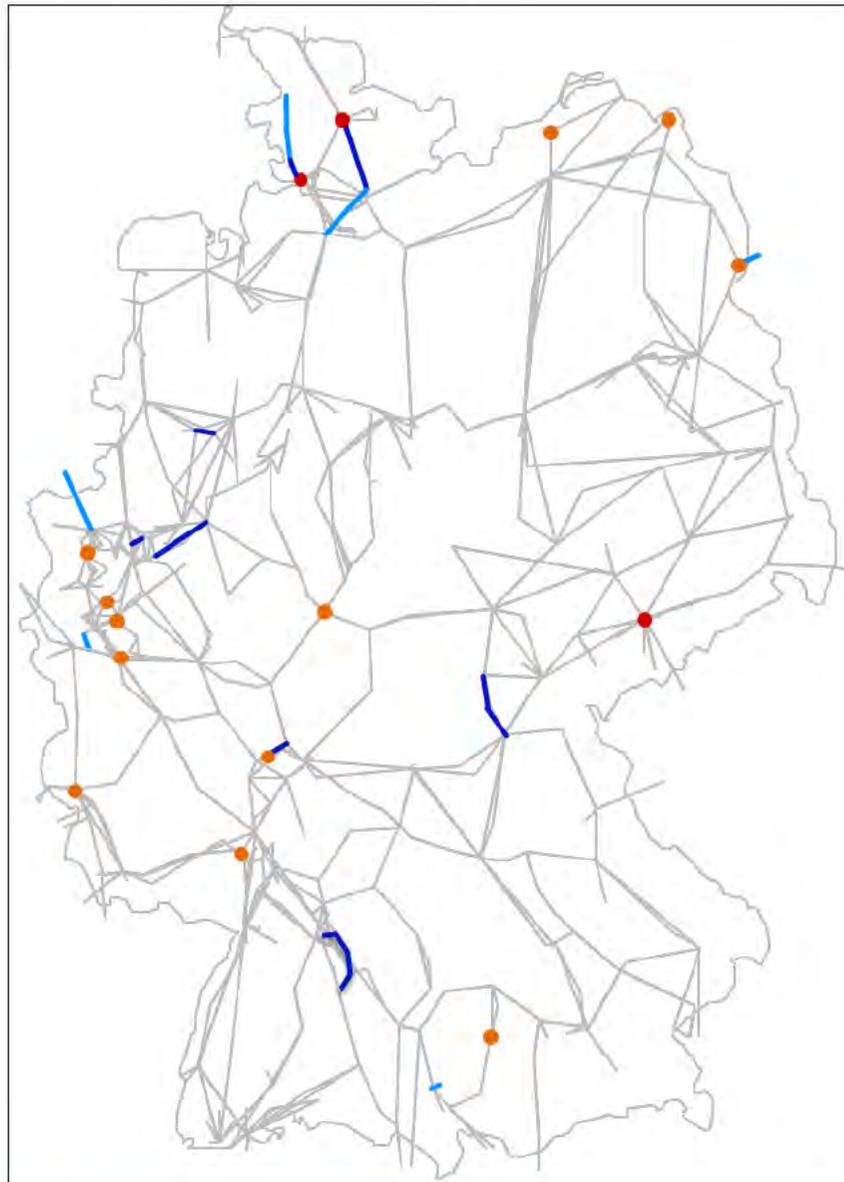
# Hinweise zur Ausweisung der Netzausbaumaßnahmen



- In der Gesamtliste mit allen Strecken- und Punktmaßnahmen werden rd. 90 Projekte geführt.
- Davon sind rd. 50 Projekte nicht Gegenstand der nachfolgenden Übersicht, welche ausschließlich den Zubau von
  - 380/110-kV-Transformatoren,
  - 220/110-kV-Transformatoren,
  - MSCDNs oder
  - Spulenbeschreiben.
- Die IBN-Zeitpunkte der BBPIG/EnLAG-Maßnahmen entsprechen denen des BBPIG/EnLAG-Monitorings Q4/2016.

# Geographische Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+2



Streckenmaßnahme

— t+1

— t+2

Punktmaßnahme

● t+1

● t+2

# Netzausbaumaßnahmen – BBPIG-Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+2



Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmenart	BBPIG-Monitoring					Für BA17 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2017)	t+2 (2018)
					BBP-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q4/2016			
P30	Hamm/Uentrop - Kruckel	M61		Leitung	9	2018	2018	2018	2017	2017	X	X
P25	Süderdonn (früher Bartl) - Heide/West	M42		Leitung	8	2017	2017	2017	2018	2018		X
P25	Heide/West - Husum/Nord	M43		Leitung	8	2018	2018	2018	2018	2018		X
TTG-P25a	Brunsbüttel - Süderdonn (früher Bartl)	MTTG-25a		Leitung	8	2016	2016	2015	2016	2016	X	X
P64	Konverter CGS	M107Konv1	X	Anlage	29	2018	2018	2020	2018	2018		X
P64	Combined Grid Solution (CSG)	M107offshore	X	Leitung	29	2018	2018	2020	2018	2018		X

# Netzausbaumaßnahmen – EnLAG-Projekte

## Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+2



Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmenart	EnLAG-Monitoring					Für BA17 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2017)	t+2 (2018)
					EnLAG-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q4/2016			
TTG-005	Audorf	MTTG-005TR1		Anlage	1				2017	2017	X	X
TTG-005	Audorf - Hamburg/Nord	M-TTG-005b		Leitung	1	2017	2017	2017	2017	2017	X	X
TTG-005	Hamburg/Nord - Dollern	M-TTG-005a		Leitung	1	2015	2016	2016	2018	2018		X
AMP-013	Punkt Lackhausen - Punkt Wittenhorst	M013c	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018		X
AMP-013	Niederrhein - Punkt Lackhausen	M013a	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018		X
AMP-013	Millingen-Isselburg - Bundesgrenze (NL)	M013b	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018		X
AMP-013	Punkt Wittenhorst - Millingen-Isselburg	M013d	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018		X
AMP-014	Punkt Fellerhöfe - Punkt St. Tönis	M014a		Leitung	14	2014	2015	2016	2018	2018		X
AMP-010	Punkt Gaste - Lüstringen	M010e		Leitung	18	2015	2015	2017	2017	2017	X	X
50HzT-001	Altenfeld - Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	M50HzT-001b		Leitung	4	2017	2017	2016	2017	2017	X	X
50HzT-003	Vierraden - Krajnik	M50HzT-003b	X	Leitung	3				2018	2018		X
TTG-004	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) - Redwitz	M-TTG-004b		Leitung	4	2015	2017	2016	2017	2017	X	X
AMP-020	Abzweig Kriftel - Punkt Obererlenbach	M020a		Leitung	8	2014	2015	2016	2017	2017	X	X
AMP-020	Kriftel - Abzweig Kriftel	M020b		Leitung	8	2014	2015	2016	2017	2017	X	X

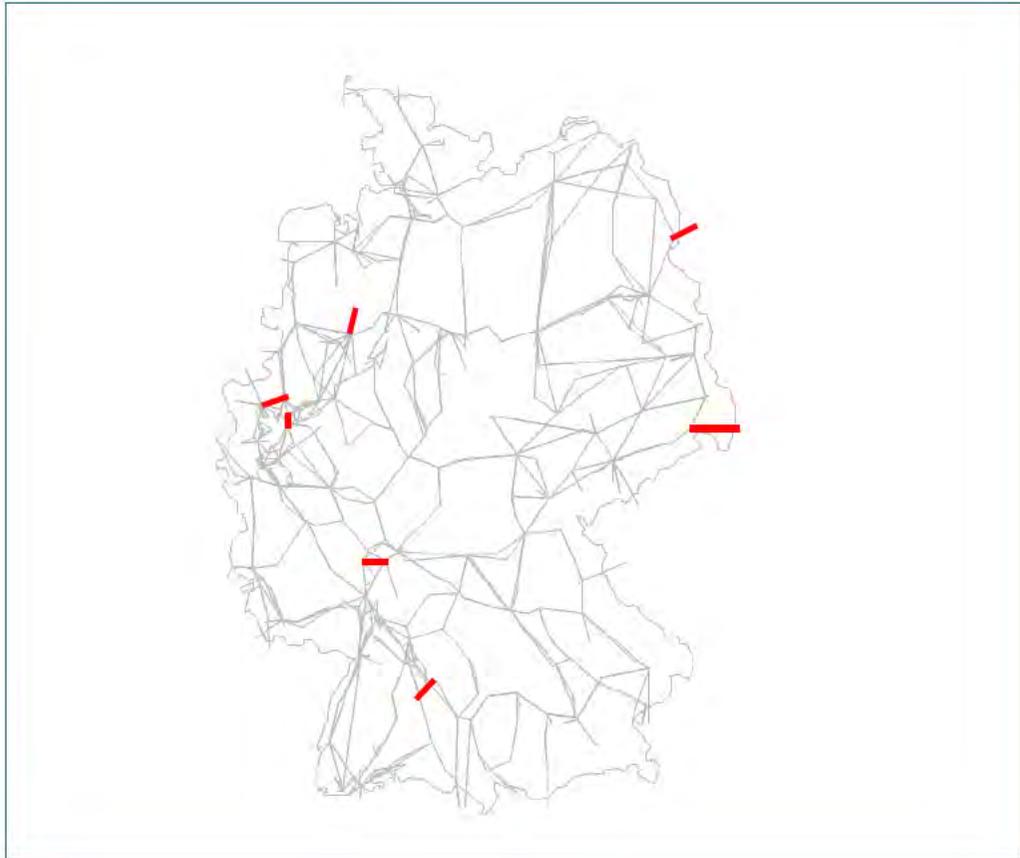
# Netzausbaumaßnahmen – Sonstige Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+2



Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmenart	Für BA17 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2017)	t+2 (2018)
50HzT-P128	Röhrsdorf	M214	X	Anlage	2017	X	X
50HzT-P128	Vierraden	M213	X	Anlage	2018		X
AMP-012	Mengede - Punkt Herne	M012a		Leitung	2016	X	X
AMP-012	Punkt Herne - Punkt Wanne	M012b		Leitung	2016	X	X
AMP-033	Schaltanlage Lamsheim	M033SA1		Anlage	2018		X
P100	Walsum	M216		Anlage	2018		X
P110	380/220-kV-Transformator Sechtem	M225TR1		Anlage	2018		X
AMP-034	SVC Kriftel	M034Q1		Anlage	2018		X
Amp-Neu	380/220-kV-Trafo in Niederstedem	Neu		Anlage	2018		X
AMP-Neu	St. Peter	M01		Anlage	2018		X
AMP-Neu	Opladen	M02		Anlage	2018		X
AMP-Neu	Rommerskirchen	M04		Anlage	2018		X
P127	Lubmin	M393		Anlage	2018		X
P200	Dreibein Paffendorf-Oberzier-Sechtem	Neu		Leitung	2018		X
P74	Woringen/Lachen	M97		Leitung	2018		X
P90	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Oberottmarshausen	M17k		Anlage	2018		X
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM Borken	M17l		Anlage	2018		X
TNG-006	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	MTNG-006a		Leitung	2017	X	X
TNG-006	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	MTNG-006b		Leitung	2017	X	X
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	MTTG-013SA1		Anlage	2016	X	X

# Abschaltplanung in DE in GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



Nichtverfügbare Stromkreise	Spannungsebene
Urberach – Bischofsheim (Erzhausen Nord)	380 kV
Metzingen – Wendlingen gelb	380 kV
Krajnik – Vierraden 507	220 kV
Krajnik – Vierraden 508	220 kV
Hagenwerder – Mikulowa 568	380 kV
Wehrendorf – St. Hülfe (Diepholz Ost)	220 kV
Kusenhorst – Niederrhein (Lippe Nord)	380 kV
Eiberg – Hüllen (Hüllen West)	380 kV

Freischaltungen können sich tendenziell reservebedarfserhöhend auswirken

# Abschaltplanung in DE für die GS SWSL t+1



Nichtverfügbares Betriebsmittel	Spannungsebene
Urberach – Bischofsheim (Erzhausen Nord)	380 kV
Metzingen – Wendlingen gelb	380 kV
Krajnik – Vierraden 507	220 kV
Krajnik – Vierraden 508	220 kV
Hagenwerder – Mikulowa 568	380 kV
Wehrendorf – St. Hülfe (Diepholz Ost)	220 kV
Kusenhorst – Niederrhein (Lippe Nord)	380 kV
Eiberg – Hüllen (Hüllen West)	380 kV

# Abschaltplanung im benachbartem Ausland für die GS SWSL t+1



Nichtverfügbares Betriebsmittel	Land
Batiaz - Triphon	Schweiz
Massenhoven - Mercator 60	Belgien
Warande - Weppes	Frankreich
Genissiat - Verbois 2	Frankreich
Gösgen - Mettlen 1	Schweiz
Achene - Gramme 10	Belgien
Lienz / Trafo 42	Österreich
Westtirol / Trafo 41	Österreich
Tuczna - Rzeszów	Polen
Tarnów - Tuczna	Polen
Mikułowa AT2	Polen
Kopanina - Lískovec	Polen
Chrást - Přeštice V431	Tschechien
Sokolnice - Křižovany V424	Tschechien
Dasný - Kočín V473	Tschechien
Kopanina - Lískovec V246	Tschechien

# Berücksichtigung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in den Grenzsituationen



- In Abhängigkeit der Parametrierung (unterstellte Lage der Grenzsituation im Wetterjahr) bemessen sich die Stromtragfähigkeiten aus der **unterstellten Umgebungstemperatur**.
- In Abhängigkeit der Parametrierung (Windeinspeisung, unterstellte Lage der Grenzsituation im Wetterjahr) bemessen sich bei **TenneT** die Stromtragfähigkeiten auf geeigneten Stromkreisen aus **Windverhältnissen und der unterstellten Umgebungstemperatur**.

# RD-Methodik in den Netzsensitivitäten in BA17

## Annahmen zu Strafkosten [€/MWh]



	Basisvariante „BA-Logik“	Netzsensitivität (nur t+2) „Koordinierter RD in AT“	Netzsensitivität (nur t+2) „Effizienter RD mit EE“
Marktkraftwerke in DE	500	500	500
Einsenkung der Pumpleistung in DE	500	500	500
Koordinierter RD mit MarktKW in AT	---	500	---
Bestehende Netzreserve-KW in DE	1.000	1.000	1.000
Kontrahierte ausl. Netzreserve*	1.000	1.000	1.000
Zu kontrahierende ausl. Netzreserve	10.000	10.000	10.000
Einsenkung Windeinspeisung	2.500	2.500	500
Einsenkung PV**	2.500	2.500	500

\* in (t+2) sind noch keine ausl. Netzreserve KW kontrahiert

\*\* nur relevant für den RD-Jahreslauf in t+2

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary
2. Aufgabenstellung und Zielsetzung
3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017
4. Eingangsparameter
- 5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation**
6. Marktsimulation
7. Netzanalysen

# Ableitung der Grenzsituationen

## Grundprämissen



- Analysen sollen ausreichende Verfügbarkeit von betrieblichen Gegenmaßnahmen bewerten
- Szenarien müssen **zu erwartende kritische Situationen** abbilden
- Abschätzung der Einflussparameter zu konkreten kritischen Grenzsituationen



# Ableitung der Grenzsituationen

## Grundprämissen



- **Ziel:** Identifizierung von Engpässen, die Bedarf an **Netzreservekraftwerken** (ResKW) determinieren
  
- **Vorüberlegungen hinsichtlich potentiell kritischer Situationen (auf Basis betrieblicher Erfahrung):**
  - Relevant sind Situationen, in denen das Redispatchpotenzial aus sonst marktbasierend eingesetzten Kraftwerken nicht ausreicht, um die Systemsicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten
  - Erzeugungspark in Deutschland weist auch zukünftig regionale Asymmetrien auf
    - Tendenziell Erzeugungsüberschuss (konventionelle Kraftwerke, Wind On/Offshore) in Nord-DE
    - Relativ geringe gesicherte Erzeugungsleistung in Süd-DE
  - ➔ Insbesondere in Süd-DE ist ein Ausschöpfen des marktbasierenden Redispatchpotenzials zu erwarten
  
- Für die BA 2017 sind weiterhin Netzengpässe relevant, die durch hohe Leistungsflüsse (Nord→Süd) hervorgerufen werden

# Ableitung der Grenzsituationen

## Szenarien Übersicht



GS-Szenario	Beschreibung	Periode
„Winter“	<b>Starkwind/Starklast</b>	Oktober bis März

### Grenzsituation Starkwind/Starklast:

- Abbildung einer potentiell aus Netzsicht kritischen Situation im Winterhalbjahr (Zeitraum Oktober bis März)
- Wird für alle Zeithorizonte (2017/18 (t+1) und 2018/19 (t+2)) parametrisiert und analysiert

# Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



Einflussfaktor	Stellgröße	Netzrelevante Wirkung	Parametrierung GS Starklast / Starkwind	Abhängigkeit Prozessschritte
<b>Stromverbrauch /Last</b>	Höhe, regionale Verteilung, Flexibilität	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz, freies Redispatchpotential, Lastflüsse im Netz	Höchstlast in DE und EU lässt kritischste Parametrierung erwarten	Rahmendaten Stromverbrauch/Last
<b>Wind (on-/offshore)</b>	Erhöhung/Verringerung	Höherer/geringerer Erzeugungsüberschuss in Nord-DE; höherer/geringerer Export aus DE	Maximaler Wind lässt kritischste Parametrierung erwarten	Mantelzahlen, Regionalisierung, (Einspeisemodellierung)
<b>PV</b>	Erhöhung/Verringerung	Geringeres/höheres Leistungsdefizit in Süd-DE	Keine PV-Einspeisung lässt kritischste Parametrierung erwarten	Keine Abhängigkeit
<b>KW-Nichtverfügbarkeiten</b>	Höhe und regionale Verteilung	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Hohe NV von KW im Süden / geringe NV von KW im Norden	Kraftwerksliste DE/AT, (Kraftwerksliste EU), Methodik NV
<b>Must-Run und KWK</b>	Höhe und regionale Verteilung	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Geringe Must-Run-Einspeisung von KW im Süden / hohe Must-Run-Einspeisung von KW im Norden	KWK-/Wärmemodell

# Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



## Kombination der Einflussfaktoren

- Die Annahme einer hohen Last am Abend impliziert eine PV-Einspeisung von Null
- Ferner zeichnet sich der kritische Starkwindfall dadurch aus, dass die deutschen Windenergieanlagen nahezu maximal einspeisen. Die Einspeisung sowie die regionale Verteilung (Nord/Süd) wird hierbei individuell für Wind On- und Offshore auf Basis eines Referenzzeitpunktes mit der höchsten relativen Windeinspeisung aus der Vergangenheit abgeleitet.
- Für die Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ für das europäische Ausland und insbesondere für Frankreich wird wie in der BA 2016 kein Höchstlast-, sondern ein Starklastzeitfenster simuliert. Dies sehen die ÜNB weiterhin als sachgerecht an.

# Kennzahlenübersicht Deutschland

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



	[GW]	t+1 (2017/18) Stunde 113	t+1 (2017/18) Stunde 115	t+2 (2018/19) Stunde 113	t+2 (2018/19) Stunde 115
<b>Stromverbrauch/Last*</b> (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	52,0	53,4	52,0	53,4
	Süd-DE	33,8	35,4	33,8	35,4
	<b>Summe</b>	<b>85,8</b>	<b>88,7</b>	<b>85,8</b>	<b>88,7</b>
<b>WEA<sub>Ist</sub></b>	Onshore (Nord-DE)	35,3	35,6	36,9	37,3
	Onshore (Süd-DE)	4,3	4,9	4,5	5,1
	Offshore	4,7	4,7	5,7	5,7
	<b>Summe</b>	<b>44,3</b>	<b>45,2</b>	<b>47,1</b>	<b>48,1</b>
<b>PV<sub>Ist</sub></b>	<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>KW NV</b>	Nord-DE	4,5	4,5	4,3	4,3
	Süd-DE	4,7	4,7	4,7	4,7
	<b>Summe</b>	<b>9,2</b>	<b>9,2</b>	<b>9,0</b>	<b>9,0</b>

\*Aufteilung nach 110kV-Netzgruppen

# Lastannahmen und Lasten für das Ausland im Netznutzungsfall

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



Abgestimmte Höchstlasten			Berücksichtigung der Nicht-Gleichzeitigkeit der europäischen Maximallasten	In GS SWSL gleichzeitig auftretende Last				
[MW]	2017/18 (t+1)	2018/19 (t+2)		[MW]	2017/18 (t+1) Stunde 113	2017/18 (t+1) Stunde 115	2018/19 (t+2) Stunde 113	2018/19 (t+2) Stunde 115
AT	11.284	11.284		AT	10.994	11.017	10.998	11.021
BE	12.760	12.760		BE	12.117	12.760	12.123	12.760
CH	9.312	9.312		CH	8.929	9.221	8.927	9.221
CZ	11.034	11.034		CZ	10.605	10.658	10.610	10.662
DKE	2.533	2.555		DKE	2.347	2.441	2.369	2.463
DKW	3.532	3.638		DKW	3.272	3.404	3.361	3.502
ES	41.800	41.800		ES	37.724	40.671	37.956	40.735
FI	13.650	13.800		FI	12.950	12.771	13.112	12.937
FR	85.153	85.833		FR	75.712	85.153	76.440	85.833
GB	50.800	50.500		GB	42.821	50.730	42.412	50.429
HU	5.998	6.096		HU	5.830	5.866	5.922	5.959
IE	4.804	4.827		IE	4.065	4.746	4.100	4.770
IT	52.378	53.113		IT	48.899	51.733	49.711	52.482
LU	821	821		LU	784	819	784	819
NI	1.538	1.545		NI	1.273	1.538	1.279	1.545
NL	18.068	18.068		NL	17.103	17.559	17.105	17.560
NO	22.025	22.350		NO	20.200	19.859	20.525	20.184
PL	23.903	23.903		PL	23.543	23.427	23.559	23.449
PT	8.120	8.198		PT	7.155	7.761	7.244	7.843
SE	22.348	22.505		SE	21.082	20.866	21.247	21.033
SI	2.063	2.063	SI	1.926	2.035	1.926	2.035	
SK	3.798	3.798	SK	3.616	3.656	3.625	3.662	

# Hochrechnung der Onshore Windeinspeisung

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“) – Stunde 113



## Bestimmung der Regionalisierung der maximal auftretenden Onshore-WEA-Einspeisung

- Nutzung eines netzknotenscharfen EE-Einspeisemodells mit Kalibrierung anhand regionaler Messwerte und den EEG-Anlagenstammdaten
- Auslegungsrelevanter Fall: **Hohe WEA-Einspeisung** im Vergleich der letzten Jahre, mit Berücksichtigung detaillierter regionalisierter WEA-Zubauten bis zu Referenzzeitpunkten

Bundesland	Installiert Feb 2011 [MW]	Einspeisung Feb 2011* [MW]	Rel. Einspeisung Feb 2011	Installiert t+1 [MW]	Einspeisung GS t+1 [MW]	Rel. Einspeisung GS t+1	Installiert t+2 [MW]	Einspeisung GS t+2 [MW]	Rel. Einspeisung GS t+2
BB	4273	3584	84%	6387	5315	83%	6669	5551	83%
BE	14	10	75%	33	27	81%	34	27	80%
BW	565	253	45%	1218	395	32%	1398	446	32%
BY	456	233	51%	2182	973	45%	2344	1040	44%
HB	139	127	91%	233	137	59%	246	147	60%
HE	688	528	77%	1465	1063	73%	1575	1140	72%
HH	43	38	88%	59	51	87%	59	51	87%
MV	1630	1423	87%	3405	2996	88%	3622	3187	88%
NI	6421	5659	88%	9508	8360	88%	9873	8665	88%
NW	2886	2676	93%	5241	4733	90%	5593	5054	90%
RP	1328	1196	90%	3352	2552	76%	3470	2643	76%
SA	2852	2629	92%	4848	4052	84%	4997	4177	84%
SH	53	50	95%	6732	6201	92%	7082	6523	92%
SL	1127	975	87%	231	204	88%	245	218	89%
SN	3422	2922	85%	1501	1244	83%	1518	1259	83%
TH	691	600	87%	1489	1231	83%	1560	1288	83%
<b>Summe</b>	<b>26587</b>	<b>22903</b>	<b>86%</b>	<b>47884</b>	<b>39535</b>	<b>83%</b>	<b>50284</b>	<b>41417</b>	<b>82%</b>

\* (Zeitpunkt größter Faktor  $P_{ist}/P_{inst}$  in DE am 4.02.2011 um 20:15)

### Erläuterung

- Abnahme des relativen Anteils maximaler Einspeisung zur inst. Leistung in GS Starkwind/Starklast ggü. 2011 ist auf den Anstieg installierter Leistung an windschwächeren Standorten mit geringerer relativer Einspeisung zurückzuführen.

# Hochrechnung der Onshore Windeinspeisung

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“) – Stunde 115



## Bestimmung der Regionalisierung der maximal auftretenden Onshore-WEA-Einspeisung

- Nutzung eines netzknotenscharfen EE-Einspeisemodells mit Kalibrierung anhand regionaler Messwerte und den EEG-Anlagenstammdaten
- Auslegungsrelevanter Fall: Stärkste WEA-Einspeisung der letzten Jahre, mit Berücksichtigung detaillierter regionalisierter WEA-Zubauten bis zu Referenzzeitpunkten

Bundesland	Installiert Feb 2011 [MW]	Einspeisung Feb 2011* [MW]	Rel. Einspeisung Feb 2011	Installiert t+1 [MW]	Einspeisung GS t+1 [MW]	Rel. Einspeisung GS t+1	Installiert t+2 [MW]	Einspeisung GS t+2 [MW]	Rel. Einspeisung GS t+2
BB	4273	3584	84%	6387,4	5376	84%	6669,4	5616	84%
BE	14	10	75%	32,9	27	81%	33,6	27	81%
BW	565	253	45%	1211,1	456	38%	1389,2	517	37%
BY	456	233	51%	2188,6	1070	49%	2352,2	1143	49%
HB	139	127	91%	233,1	118	51%	245,9	127	52%
HE	688	528	77%	1532,7	1179	77%	1643,4	1265	77%
HH	43	38	88%	59,1	52	88%	59,1	52	88%
MV	1630	1423	87%	3404,8	2970	87%	3621,7	3159	87%
NI	6421	5659	88%	9498	8299	87%	9864,2	8598	87%
NW	2886	2676	93%	5166,4	4861	94%	5511,3	5195	94%
RP	1328	1196	90%	3334,6	2943	88%	3453,4	3048	88%
SA	2852	2629	92%	4847,7	4109	85%	4997,1	4236	85%
SH	53	50	95%	6732,3	6207	92%	7082,4	6530	92%
SL	1127	975	87%	265,6	248	93%	283,5	264	93%
SN	3422	2922	85%	1500,8	1303	87%	1518	1318	87%
TH	691	600	87%	1488,9	1296	87%	1559,6	1357	87%
<b>Summe</b>	<b>26587</b>	<b>22903</b>	<b>86%</b>	<b>47884</b>	<b>40513</b>	<b>85%</b>	<b>50284</b>	<b>42452</b>	<b>84%</b>

\* (Zeitpunkt größter Faktor  $P_{ist}/P_{inst}$  in DE am 4.02.2011 um 20:15)

### Erläuterung

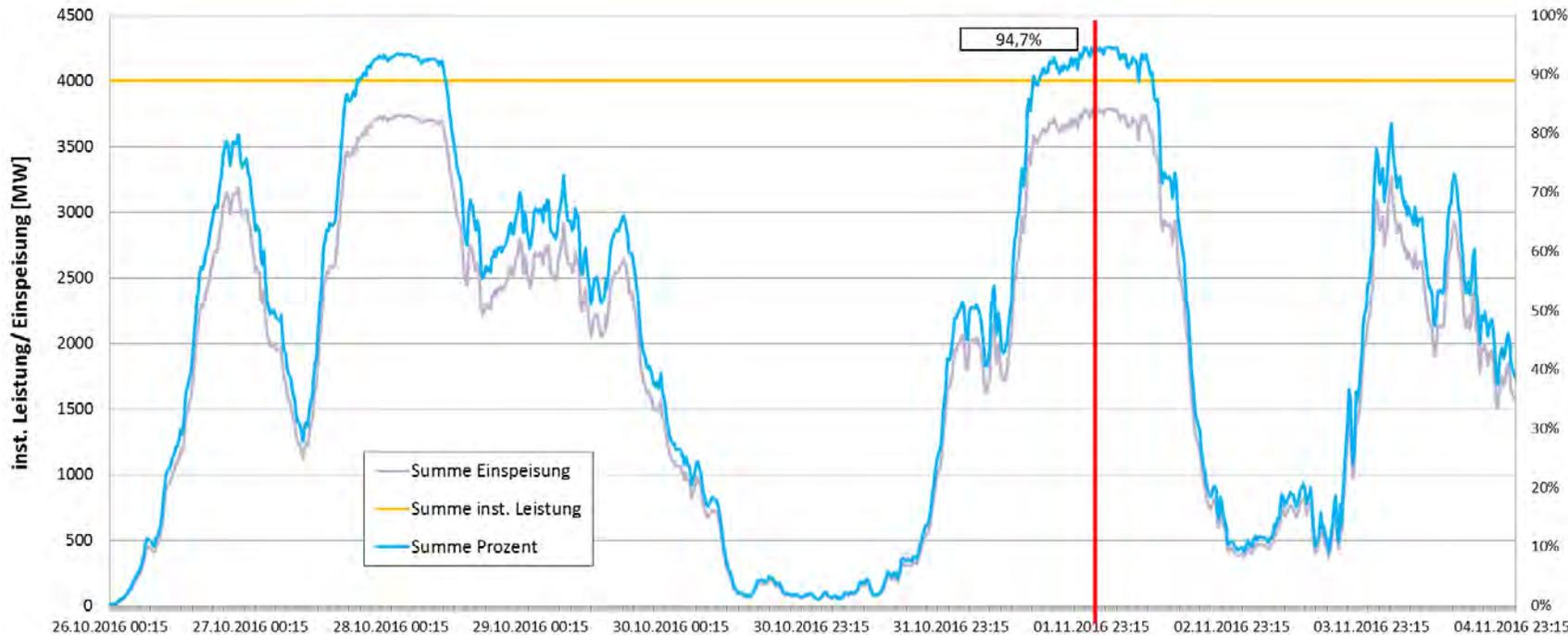
- Abnahme des relativen Anteils maximaler Einspeisung zur inst. Leistung in GS Starkwind/Starklast ggü. 2011 ist auf den Anstieg installierter Leistung an windschwächeren Standorten mit geringerer relativer Einspeisung zurückzuführen.

# Offshorewindparks (OWP)

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“) – Stunde 113 und 115



- Maximale OWP-Einspeisung wurde nach Auswertung vorliegender Messungen (Zeitraum: 01.01.2015 bis 10.11.2016) der in Betrieb befindlichen Windparks in Nord- und Ostsee einheitlich ermittelt.
- Zeitpunkt **01.11.2016 23:15 Uhr** mit höchster OWP-Einspeisung **94,7%**:



- Zum 01.11.2016 in Betrieb befindliche offshore Windparks:

[MW]	inst. Leistung
Alpha Ventus	62
Amrum Bank-West	302
Bard	400
Borkum Riffgrund	312
Borkum West	200
Butendiek	288
Dan Tysk	288
Global Tech	400
Godewind1	312
Godewind 2	255
Meerwind	288
Nordsee Ost	295
Riffgat	113
Sandbank	150
Baltic 1	48,3
Baltic 2	288
<b>SUMME</b>	<b>4001,3</b>

# Offshorewindparks (OWP)

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“) – Stunde 113 und 115



- Berücksichtigung bis zum jeweiligen Stichtag 31.12. in Betrieb genommener OWP in DE (Einspeisung pauschal **94,7%**)

Name des OWP	Ort	Aktueller Status	P <sub>OWP, inst</sub> [MW]	2017/18 (t+1) Einspeisung* [MW]	2018/19 (t+2) Einspeisung* [MW]
Alpha Ventus	Nordsee	In Betrieb	62	59	59
Amrumbank West	Nordsee	In Betrieb	303	287	287
Baltic 1	Ostsee	In Betrieb	48,3	46	46
Bard Offshore 1	Nordsee	In Betrieb	400	379	379
Borkum Riffgrund 1	Nordsee	In Betrieb	312	295	295
Trianel Windpark Borkum (1.BS)	Nordsee	In Betrieb	200	189	189
Butendiek	Nordsee	In Betrieb	288	273	273
DanTysk	Nordsee	In Betrieb	288	273	273
Global Tech 1	Nordsee	In Betrieb	400	379	379
Gode Wind 1	Nordsee	In Betrieb	332	314	314
Gode Wind 2	Nordsee	In Betrieb	252	239	239
Meerwind Süd/Ost	Nordsee	In Betrieb	288	273	273
Nordsee Ost	Nordsee	In Betrieb	288	273	273
Riffgat	Nordsee	In Betrieb	113,4	107	107
Baltic 2	Ostsee	In Betrieb	288	273	273
Sandbank	Nordsee	In Betrieb	288	273	273
Nordergründe	Nordsee	Anschluss 2017	110,7	105	105
Nordsee One	Nordsee	Anschluss 2017	332	314	314
Veja Mate	Nordsee	Anschluss 2017	400	379	379
Borkum Riffgrund 2	Nordsee	Anschluss 2018	450		426
Merkur Offshore	Nordsee	Anschluss 2018	400		379
Wikinger	Ostsee	Anschluss 2018/19	175 / 350		166
		<b>Summe</b>		<b>4729</b>	<b>5699</b>
		davon Nordsee		4410	5215
		davon Ostsee		318	484

\* die Offshore-Einspeisungen in den Stunden 113 und 115 sind (nahezu) identisch.

# NTC-Werte

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



Von (Export)	Nach (Import)	(t+1) 2017/18	Quelle	(t+2) 2018/19	Quelle
DE	AT	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB
DE	BE	-	TYNDP	-	TYNDP
DE	CH	800	deutsche ÜNB / Swissgrid	1.900	deutsche ÜNB (Rückmeldung Swissgrid im Rahmen LA2016)
DE	CZ	800	50Hertz	1.000	50Hertz
DE	DKE	600	deutsche ÜNB / Energinet	1.000	deutsche ÜNB / Energinet (IBN: Kriegers Flak CGS)
DE	DKW	1.500	deutsche ÜNB / Energinet	1.500	deutsche ÜNB / Energinet
DE	FR	1.200	deutsche ÜNB	1.200	deutsche ÜNB
DE	LU	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
DE	NL	1.468	deutsche ÜNB / TTG	2.968	deutsche ÜNB / TTG (IBN: Doetinchem - Niederrhein)
DE	NO	-	TYNDP	-	TYNDP
DE	PL	100	50Hertz	300*	50Hertz
DE	SE	615	TenneT	615	TenneT
AT	DE	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB	unlimited (Sensitivität: 5,5 GW)	deutsche ÜNB
BE	DE	-	TYNDP	-	TYNDP
CH	DE	4.000	TransnetBW / Swissgrid	4.000	TransnetBW
CZ	DE	1.800	50Hertz/ CEPS	1.800	50Hertz
DKE	DE	585	deutsche ÜNB / Energinet	985	deutsche ÜNB / Energinet (IBN: Kriegers Flak CGS)
DKW	DE	200 **	Analog Vorgabe BNetzA aus BA16	200 **	Analog Vorgabe BNetzA aus BA16
FR	DE	1.800	deutsche ÜNB	1.800	deutsche ÜNB
LU	DE	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
NL	DE	1.468	deutsche ÜNB / TTG	2.968	deutsche ÜNB / TTG (IBN: Doetinchem - Niederrhein)
NO	DE	-	TYNDP	-	TYNDP
PL	DE	400*	50Hertz/PSE	400*	50Hertz
SE	DE	600 **	TenneT	600 **	TenneT
AT	CH	1.200	APG / Swissgrid	1.200	aus t+1 übernommen
AT	CZ	800	CEPS	800	aus t+1 übernommen
AT	HU	400	APG	800	Rückmeldung APG aus BA16
AT	IT	315	APG	315	aus t+1 übernommen
AT	SI	550	APG / ELES	550	aus t+1 übernommen
CH	AT	1.200	APG / Swissgrid	1.200	aus t+1 übernommen
CZ	AT	500	APG	500	aus t+1 übernommen
HU	AT	800	APG	800	aus t+1 übernommen
IT	AT	145	APG	145	aus t+1 übernommen
SI	AT	950	APG / ELES	950	aus t+1 übernommen

\*Summenbegrenzung CZ+DE+SK ↔ PL

\*\* An diesen Grenzen kann der Wert in der kritischen Stunde geringer liegen.

# Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

## Datengrundlage und Verfahren

- Überarbeitete Datengrundlage: VGB-Statistik (2005-2014)<sup>1</sup> und weitere Auswertungen

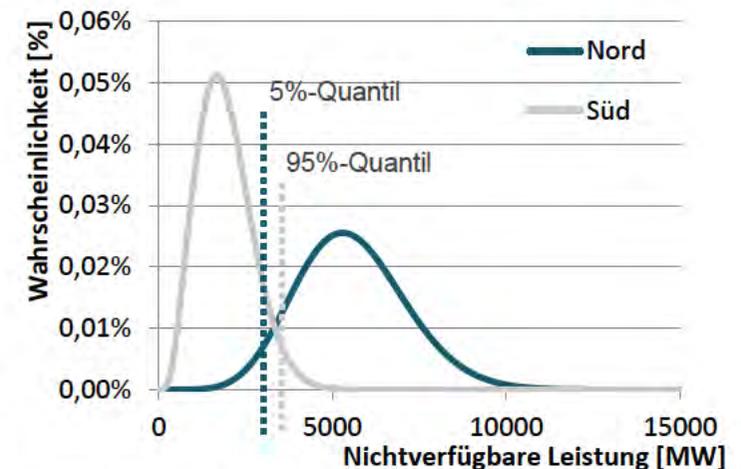


Energieträger	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (Teil- und Vollaussfall)	Geplante Nichtverfügbarkeit* (nur Vollaussfall)	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (nur Vollaussfall)
Kernenergie	7,3%	3,0%	4,1%
Braunkohle	8,1%	3,8%	6,3%
Steinkohle	8,6%	4,5%	6,9%
Erdgas	5,0%	3,9%	4,1%
Mineralölprodukte	5,4%	6,4%	4,7%
Abfall	8,6%	4,5%	6,9%
Sonstige	5,0%	3,9%	4,1%
Pumpspeicher	0,4%	8,0%**	0,4%

\* basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März

\*\* keine Datengrundlage verfügbar, deshalb ÜNB-Annahme

- Analytisches Verfahren: Bestimmung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region über rekursive Faltung der Einheiten
- Beachtung von Voll- und Teilausfällen
- Quantil-Auswertung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichte je Region
- Nord (5%-Quantil)
- Süd und AT (95%-Quantil)
- Abschätzung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Energieträger über inverse Leistungskreditbetrachtung



<sup>1</sup>Quelle: VGB Availability of Power Plants 2005 - 2014, Edition 2015; die am 26.10.2016 erschienene aktualisierte Version ist auf der Homepage des VGB käuflich zu erwerben (Link: <https://www.vgb.org/shop/tw103ve-ebook.html>)

# Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Ergebnisse

		2017/2018 (t+1)	2017/2018 (t+2)
<b>Nord</b> (5%-Quantil)	<b>Installierte Leistung*</b>	67,3 GW	65,3 GW
	<b>Nichtverfügbare Leistung</b>	<b>4,5 GW (6,7%)</b>	<b>4,3 GW (6,6%)</b>
<b>Süd**</b> (95%-Quantil)	<b>Installierte Leistung*</b>	25,2 GW	25,3 GW
	<b>Nichtverfügbare Leistung</b>	<b>3,9 GW (15,5%)</b>	<b>4,3 GW (17%)</b>
<b>AT</b> (95%-Quantil)	<b>Installierte Leistung</b>	13,2 GW	13,1 GW
	<b>Nichtverfügbare Leistung</b>	<b>2,2 GW (16,5%)</b>	<b>2,1 GW (16,3%)</b>



- Abschätzung der Energieträger-Aufteilung in % (bezogen auf die nichtverfügbare Leistung)

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
<b>Nord (t+1)</b>	6%	33%	30%	23%	3%	6%
<b>Nord (t+2)</b>	6%	32%	29%	24%	3%	6%
<b>Süd (t+1)</b>	19%	0%	40%	23%	2%	16%
<b>Süd (t+2)</b>	19%	0%	41%	23%	2%	16%
<b>AT (t+1)</b>	0%	0%	9%	44%	2%	45%
<b>AT (t+2)</b>	0%	0%	9%	44%	2%	46%

\* inkl KWK < 10 MW

\*\* Obwohl angepasste Datengrundlage auf Grund Herausnahme Altbach HKW1 (t+1 und t+2) und RDK4 (nur t+1) wurde keine neue Berechnung zur Bestimmung der nichtverfügbaren Leistung durchgeführt

# Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Blockscharfe Aufteilung 2017/18 (t+1) und 2018/19 (t+2)



Region	BNetzA-ID	ÜNB-ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung t+2 [MW]	
NORD	BNA1404	8646	50Hertz	Boxberg	R	Braunkohle	DT	640	305	640	640	-	-	
NORD	BNA0705	7415	Amprion	Niederaußem	D	Braunkohle	DT	297	125	297	297	-	-	
NORD	BNA1028	7622	Amprion	Weisweiler	H	Braunkohle	DT	592	245	347	347	245	245	
NORD	BNA1401a	7410	Amprion	BoA 2	Neura h F	Braunkohle	DT	1 060	550	201	135	859	925	
								<b>Summe Braunkohle</b>	<b>2.589</b>	<b>1.225</b>	<b>1.485</b>	<b>1.419</b>	<b>1.104</b>	<b>1.170</b>
NORD	BNA0245a	2107a	TenneT	Emden Gas		Erdgas	GUD	50	25	50	50	-	-	
NORD	BNA0604	7812	Amprion	Emsland	B2	Erdgas	GUD	359	140	359	359	-	-	
NORD	BNA0221b	7319b	Amprion	GT	Block E GTE1	Erdgas	GUD	67	33	67	67	-	-	
NORD	BNA0548a	7834b	Amprion	Knapsack Gas	GT 12	Erdgas	GUD	260	20	260	260	-	-	
NORD	BNA0117b	7977	Amprion	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Erdgas	DT	95	47	48	48	47	47	
NORD	BNA0130	8338	50Hertz	Kirchmöser		Erdgas	GuD	160	110	160	160	-	-	
NORD	BNA0136	2205	TenneT	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	GUD	74	22	74	26	-	48	
								<b>Summe Erdgas</b>	<b>1.065</b>	<b>397</b>	<b>1.018</b>	<b>970</b>	<b>47</b>	<b>95</b>
NORD	BNA0607	7991	Amprion	Emsland	KKE	Kernenergie	DT	1 329	350	270	258	1.059	1.071	
								<b>Summe Kernenergie</b>	<b>1.329</b>	<b>350</b>	<b>270</b>	<b>258</b>	<b>1.059</b>	<b>1.071</b>
NORD	BNA1015	8201	50Hertz	Wedel	GT A	Mineralölprodukte	GUD	51	5	51	51	-	-	
NORD	BNA0141	2225	TenneT	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralölprodukte	GT	88	16	88	71	-	17	
								<b>Summe Mineralölprodukte</b>	<b>139</b>	<b>21</b>	<b>139</b>	<b>122</b>	<b>-</b>	<b>17</b>
NORD	BNA0983	LUPVIA12	Amprion	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher		100	10	100	100	-	-	
NORD	BNA0984	LUPVIA13	Amprion	PSW Vianden	Maschine 3	Pumpspeicher		100	10	-	100	100	-	
NORD	BNA0652	8635	50Hertz	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher		174	40	174	58	-	116	
NORD	BNA0558	2049b	TenneT	Erzhausen	M2	Pumpspeicher		55	2	-	-	55	55	
								<b>Summe Pumpspeicher</b>	<b>429</b>	<b>62</b>	<b>274</b>	<b>258</b>	<b>155</b>	<b>171</b>
NORD	BNA0086	8421	50Hertz	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	DT	282	160	282	282	-	-	
NORD	BNA0526	2033	TenneT	Gemeinschafts-KW Kiel		Steinkohle	DT	323	150	323	Außer Betrieb	-	Außer Betrieb	
NORD	BNA0147	2024	TenneT	Farge	Farge	Steinkohle	DT	350	145	350	350	-	-	
NORD	BNA0331	7494	Amprion	Scholven	C	Steinkohle	DT	345	150	345	345	-	-	
NORD	BNA0660	7089	Amprion	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	DT	55	39	55	-	-	55	
NORD	BNA0793	2027	TenneT	Heyden		4 Steinkohle	DT	875	180	-	323	875	552	
								<b>Summe Steinkohle</b>	<b>2.230</b>	<b>824</b>	<b>1.355</b>	<b>1.300</b>	<b>875</b>	<b>607</b>
								<b>Summe Nord [MW]</b>	<b>7.781</b>	<b>2.879</b>	<b>4.541</b>	<b>4.327</b>	<b>3.240</b>	<b>3.131</b>

# Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Blockscharfe Aufteilung 2017/18 (t+1) und 2018/19 (t+2)



Region	BNetzA-ID	ÜNB-ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung t+2 [MW]
SÜD	BNA0626	7840	Ampriion	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GUD	434	200	434	434	-	-
SÜD	BNA0744	2025	TenneT	Franken 1		1 Erdgas	GUD	383	80	293	293	90	90
						<b>Summe Erdgas</b>		<b>817</b>	<b>280</b>	<b>727</b>	<b>727</b>	<b>90</b>	<b>90</b>
SÜD	BNA0686	4006	TransnetBW	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	DT	1.310	520	493	493	817	817
SÜD	BNA0263	2020	TenneT	Isar 2	KKI 2	Kernenergie	DT	1.410	875	400	400	1.010	1.010
						<b>Summe Kernenergie</b>		<b>2.720</b>	<b>1.395</b>	<b>893</b>	<b>893</b>	<b>1.827</b>	<b>1.827</b>
SÜD	BNA1004	4049	TransnetBW	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralölprodukte	GT	136	70	65	65	71	71
SÜD	BNA1007a	7846	Ampriion	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralölprodukte	GT	24	2	24	24	-	-
						<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>160</b>	<b>72</b>	<b>89</b>	<b>89</b>	<b>71</b>	<b>71</b>
SÜD	BNA1019	4024	TransnetBW	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher		227	-	227	227	-	-
SÜD	BNA0046	4016	TransnetBW	Säckingen	Säckingen 1	Pumpspeicher		90	-	90	90	-	-
SÜD	BNA0046	4017	TransnetBW	Säckingen	Säckingen 2	Pumpspeicher		90	-	-	90	90	-
SÜD	BNA0954	ATPLUN	TransnetBW	Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	Pumpspeicher		238	-	56	56	182	182
SÜD	BNA1071	4077	TransnetBW	Witznau	M3	Pumpspeicher		55	-	28	28	27	27
SÜD	BNA0567a	ATPKUH01	TenneT	KW Kühtai	Kühtai Ma1	Pumpspeicher		145	-	145	145	1	1
						<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>845</b>	<b>-</b>	<b>546</b>	<b>636</b>	<b>299</b>	<b>209</b>
SÜD	BNA0540	2322	TenneT	Walchensee	Walchensee	Speicherwasser		124	-	124	124	-	-
SÜD	BNA0816	ATSKAU	Ampriion	KW Kaunertal	Prutz	Speicherwasser		314	-	72	314	242	0
						<b>Summe Speicherwasser</b>		<b>438</b>	<b>-</b>	<b>196</b>	<b>438</b>	<b>242</b>	<b>0</b>
SÜD	BNA0518b	4015	TransnetBW	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	DT	842	190	842	842	-	-
SÜD	BNA0252	7131	Ampriion	Kraftwerk Ens Dorf	Block 3	Steinkohle	DT	283	55	283	283	-	-
SÜD	BNA0646a	4035	TransnetBW	GKM	Block 8	Steinkohle	DT	53	15	-	53	53	-
SÜD	BNA0969b	2258	TenneT	Nord 2		2 Steinkohle	DT	333	70	333	333	0	0
						<b>Summe Steinkohle</b>		<b>1.511</b>	<b>330</b>	<b>1.458</b>	<b>1.511</b>	<b>53</b>	<b>0</b>
						<b>Summe Süd [MW]</b>		<b>6.490</b>	<b>2.077</b>	<b>3.909</b>	<b>4.294</b>	<b>2.581</b>	<b>2.196</b>

**Anmerkung:** Während des BA2017-Prozesses (nach Durchführung der Marktsimulation) wurde bekannt, dass die Blöcke RDK 4s (353 MW) und Altbach HKW 1 (433 MW) bereits in t+1 stillgelegt werden und damit in die Kategorie „pot. NetzreserveKW (nicht im Markt)“ wechseln. Die ursprünglich angenommene Nichtverfügbarkeit dieser Blöcke in der Grenzsituation wurde verwendet, um dieser neuen Erkenntnis Rechnung zu tragen

# Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Blockscharfe Aufteilung 2017/18 (t+1) und 2018/19 (t+2)



Land	ÜNB ID	Kraftwerksname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+2 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+2 [MW]
AT	ATHDur02	Dürrrohr	Steinkohle	DT	330	198	189	132	141
AT	ATGSim01	Simmering 1	Erdgas	GUD	700	497	453	203	247
AT	ATGLim1B	Linz-Mitte	Erdgas	GUD	114	114	114	0	0
AT	ATGLeoEB	Leopoldau	Erdgas	GUD	60	60	60	0	0
AT	ATGLinEB	Linz-Sued	Erdgas	GUD	172	172	172	0	0
AT	ATGSim02	Simmering 2	Erdgas	DT	60	40	40	20	20
			<b>Summe Erdgas</b>		<b>1436</b>	<b>1081</b>	<b>1028</b>	<b>355</b>	<b>408</b>
AT	ATOLenEB	Lenzing	Sonstige	DT	85	85	85	0	0
			<b>Summe Sonstige</b>		<b>85</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
AT	ATOSchEB	Wien Schwechat	Mineraloelprodukte	DT	122	44	42	78	80
			<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>122</b>	<b>44</b>	<b>42</b>	<b>78</b>	<b>80</b>
AT	ATPMAH	MALTA-HAUPTSTUFE 1	Pumpspeicher	PELTON	183	183	183	0	0
AT	ATPMAH	MALTA-HAUPTSTUFE 2	Pumpspeicher	PELTON	183	183	183	0	0
AT	ATPMAH	MALTA-HAUPTSTUFE 3	Pumpspeicher	PELTON	183	183	132	0	51
AT	ATPMAH	MALTA-HAUPTSTUFE 4	Pumpspeicher	PELTON	183	71	0	112	183
AT	ATPSIL02	SILZ 2	Pumpspeicher	PELTON	250	250	250	0	0
			<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>982</b>	<b>870</b>	<b>748</b>	<b>112</b>	<b>234</b>
AT	ATSKAU05	KAUNERTAL (PRUTZ) 5	Speicherwasser	PELTON	77	0	77	77	0
AT	ATSSCH	SCHWARZACH (SBG) 1	Speicherwasser	FRANCIS/V	30	30	30	0	0
AT	ATSSCH	SCHWARZACH (SBG) 2	Speicherwasser	FRANCIS/V	30	30	30	0	0
AT	ATSSCH	SCHWARZACH (SBG) 3	Speicherwasser	FRANCIS/V	30	30	30	0	0
AT	ATSSCH	SCHWARZACH (SBG) 4	Speicherwasser	FRANCIS/V	30	30	30	0	0
			<b>Summe Speicherwasser</b>		<b>197</b>	<b>120</b>	<b>197</b>	<b>77</b>	<b>0</b>
				<b>Summe AT [MW]</b>	<b>2822</b>	<b>2200</b>	<b>2100</b>	<b>622</b>	<b>722</b>

# Regelleistungsvorhaltung

Szenario: Winter („Starkwind/Starklast“)



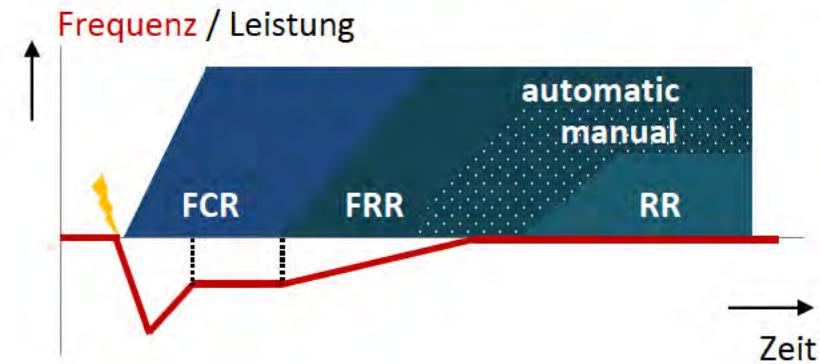
- Regelleistungsvorhaltung für Deutschland und Österreich wird über alle Zeithorizonte konstant angenommen.
  - Deutschland:  $\pm 4.200$  MW (entsprechend den Annahmen in der BA2016)
  - Österreich:  $\pm 700$  MW (entsprechend den Annahmen in der BA2016)

# Marktsimulation - Eingangsparmeter t+1 und t+2

## Regelleistungsvorhaltung - Methodik



- 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

# Marktsimulation - Eingangsparmeter t+1 und t+2

## Regelleistungsvorhaltung - Methodik



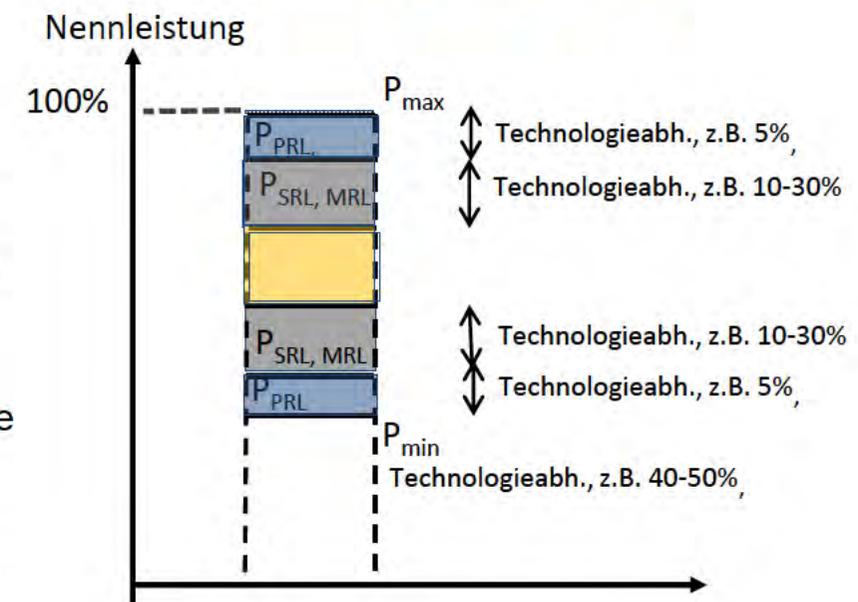
- Abbildung technischer Einschränkungen für jedes Kraftwerk erforderlich
  - Differenzierung der Vorhaltung nach Regelleistungsqualitäten
  - Regelleistungsvorhaltung führt bei thermischen Kraftwerken zu Teillastbetrieb und eventuell zu für die Regelleistungsvorhaltung angefahrenen Kraftwerken und damit 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

## 1. Executive Summary

---

## 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

## 3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

## 4. Eingangsparameter

---

## 5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

## 6. Marktsimulation

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (Stunde 113 und 115)*

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+2) (Stunde 113) - Grundfall und NTC-Sensitivität*

---

*Vergleich mit der GS SWSL BA16*

---

*Analyse der umliegenden Stunden der GS SWSL*

---

## 7. Netzanalysen

---

# Festlegung: Aufteilung DE in Nord und Süd zur Betrachtung der Modellergebnisse

Allgemeine Information



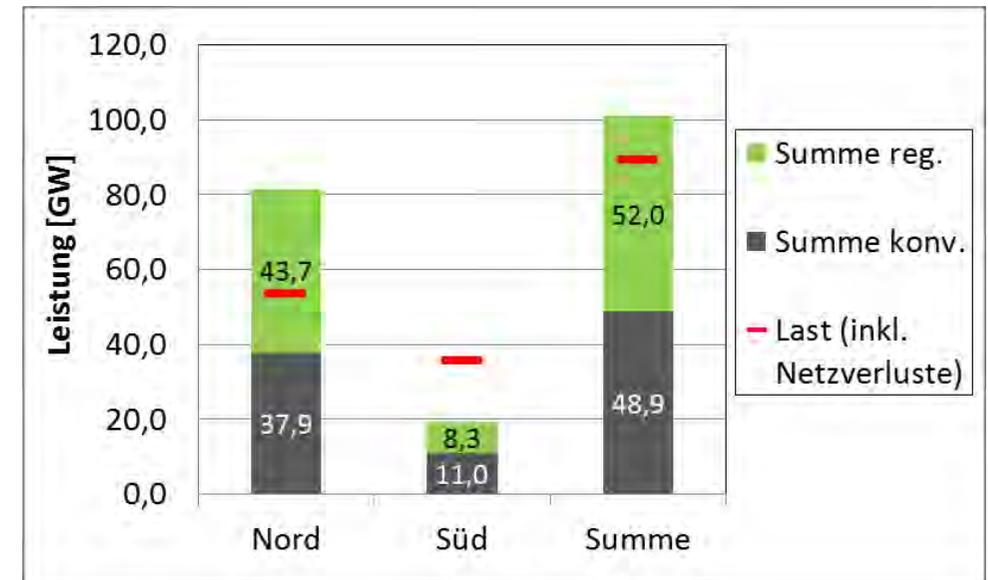
- Aufteilung Deutschlands in Nord- und Südregion mit Breitengrad  $50,4^\circ$  als Grenze
- Berücksichtigung der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in eine der deutschen Regelzonen, d.h. Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+1) – Stunde 115 (abgestimmte Eingangsdaten)



Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,3
Braunkohle	18,1	0,0	18,1
Steinkohle	6,6	2,0	8,6
Erdgas	4,2	2,3	6,5
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,5
Sonstige	2,0	0,7	2,7
KWK<10MW	2,6	1,4	4,0
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,3
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,9</b>
Wind Onshore	35,6	4,9	40,5
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>43,7</b>	<b>8,3</b>	<b>52,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,6</b>	<b>19,3</b>	<b>100,9</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	53,4	35,4	88,7
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>53,4</b>	<b>35,5</b>	<b>88,9</b>
<b>Saldo</b>	<b>28,2</b>	<b>-16,3</b>	<b>12,0</b>

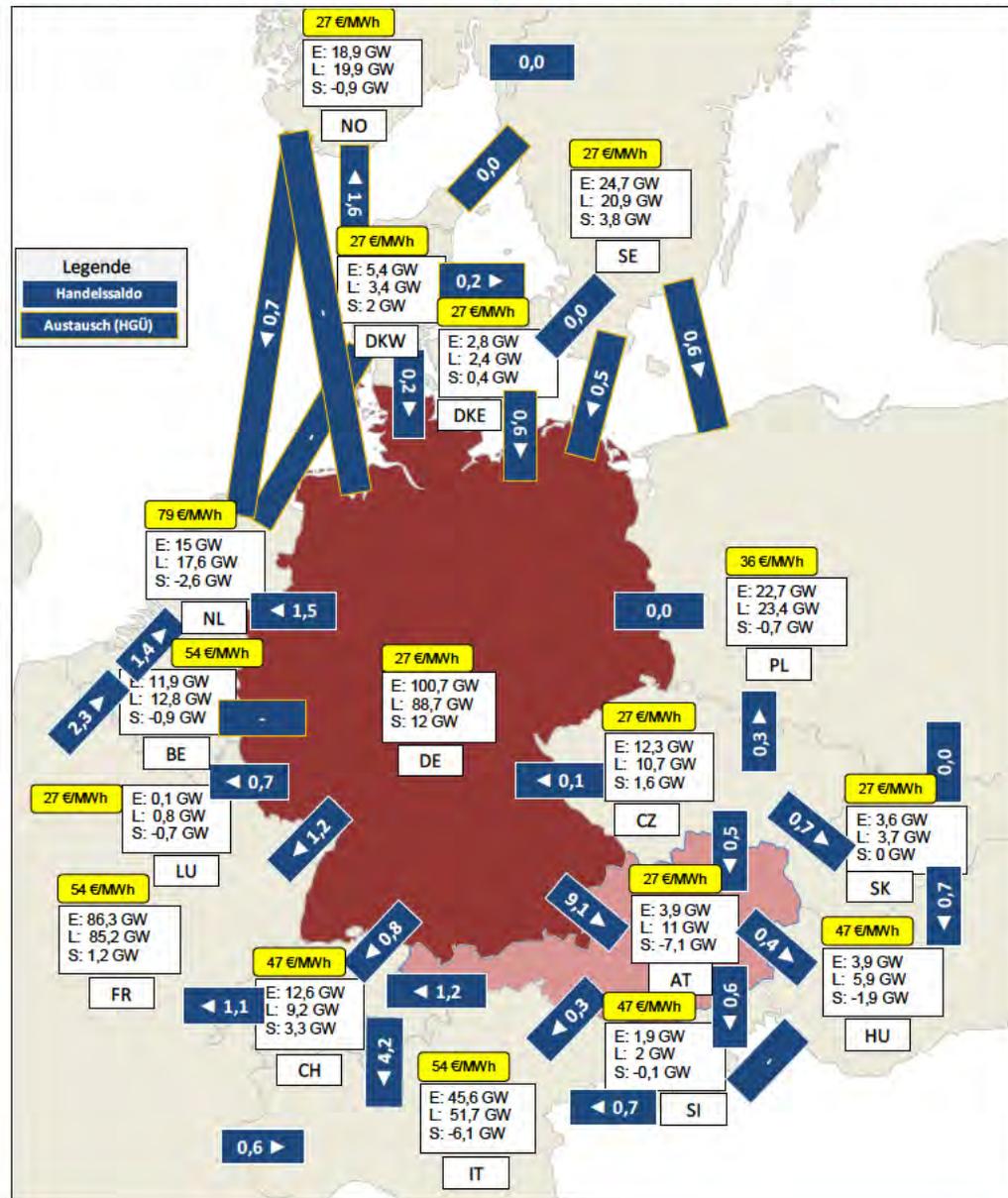


- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -16,3 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +28,2 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +12 GW)
- Rd. 81% der deutschen Erzeugung in Nord-DE

\* Aufteilung von 110kV-Netzgruppen nach Nord und Süd

# Handelsflüsse Deutschlands: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+1) – Stunde 115 (abgestimmte Eingangsdaten)



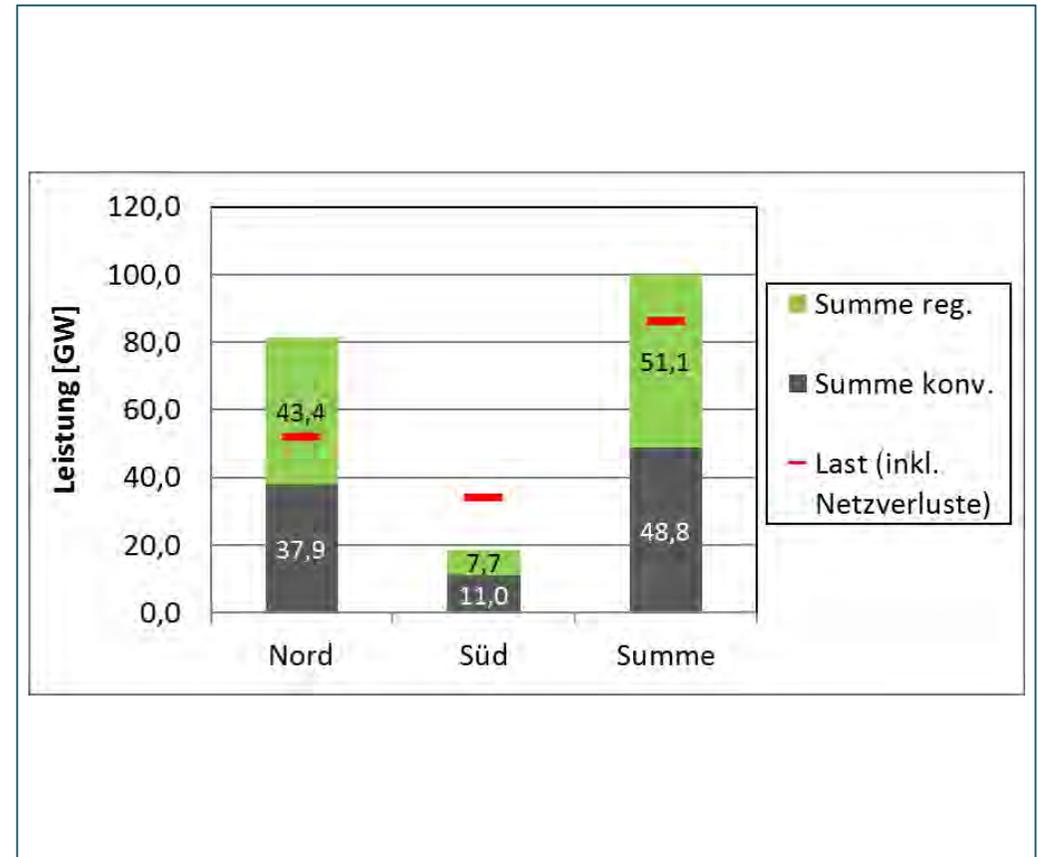
Lasten inkl. aller Netzverluste

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+1) – Stunde 113



Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,3
Braunkohle	18,1	0,0	18,1
Steinkohle	6,5	2,0	8,5
Erdgas	4,2	2,3	6,5
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,6	2,7
KWK<10MW	2,5	1,4	3,9
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,8</b>
Wind Onshore	35,3	4,3	39,5
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>43,4</b>	<b>7,7</b>	<b>51,1</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,2</b>	<b>18,7</b>	<b>99,9</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,0</b>	<b>86,0</b>
<b>Saldo</b>	<b>29,2</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,9</b>



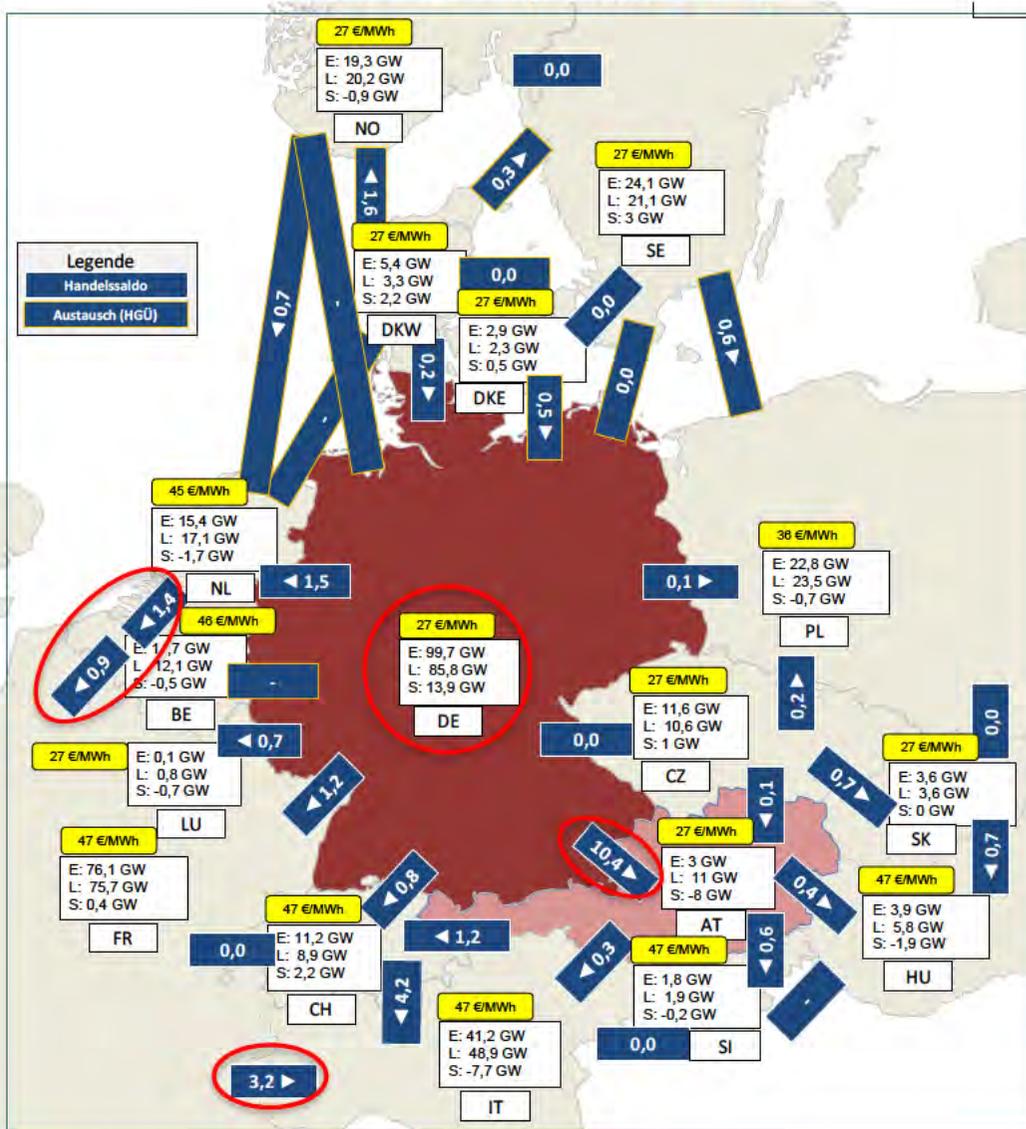
- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -15,3 GW, Delta zu 115: -1,0 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +29,2 GW, Delta zu 115: +1,0 GW)
  - DE ist Nettoexporteur (ca. 13,9 GW, Delta zu 115: +1,9 GW)
- \* Aufteilung von 110kV-Netzgruppen nach Nord und Süd

# Handelsflüsse Deutschlands: GS „Starkwind/Starklast“

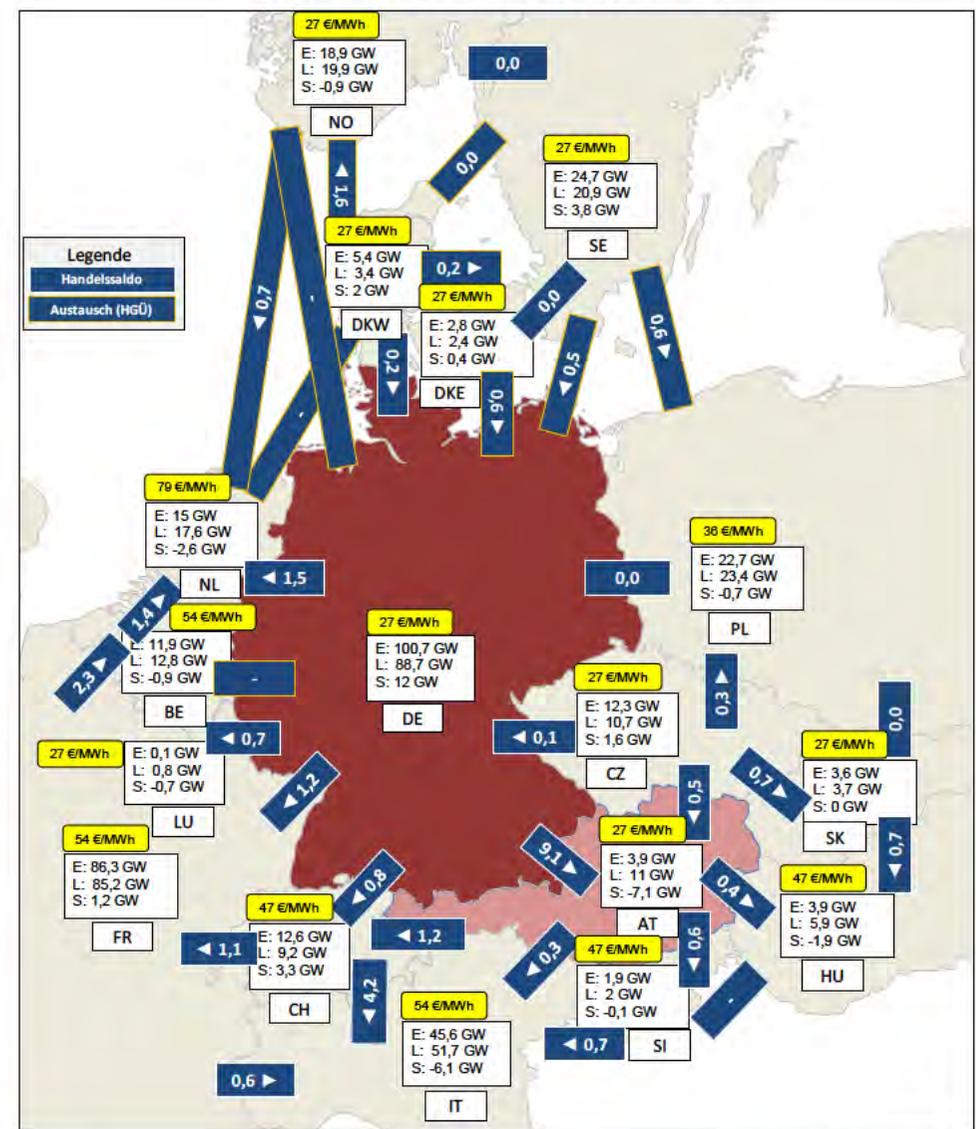
Vergleich der Ergebnisse Marktsimulation (t+1)



BA2017 t+1 (Stunde 113)



BA2017 t+1 (Stunde 115)



Lasten inkl. aller Netzverluste

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Vergleich BA2017 t+1 Stunde 115 und 113



Leistung [GW]	BA17 t+1 Stunde 113			BA17 t+1 Stunde 115			DELTA (Stunde 113-115)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,3	3,8	4,5	8,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,1	0,0	18,1	18,1	0,0	18,1	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	6,5	2,0	8,5	6,6	2,0	8,6	-0,1	0,0	-0,1
Erdgas	4,2	2,3	6,5	4,2	2,3	6,5	0,0	0,0	0,0
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4	0,4	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
Sonstige	2,0	0,6	2,7	2,0	0,7	2,7	0,0	0,0	0,0
KWK<10MW	2,5	1,4	3,9	2,6	1,4	4,0	-0,1	0,0	-0,1
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,3	0,1	0,0	0,1
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,8</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Wind Onshore	35,3	4,3	39,5	35,6	4,9	40,5	-0,4	-0,6	-1,0
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7	4,7	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5	2,9	1,6	4,5	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	0,2	1,7	2,0	0,2	1,7	2,0	0,0	0,0	0,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0
<b>Summe reg.</b>	<b>43,4</b>	<b>7,7</b>	<b>51,1</b>	<b>43,7</b>	<b>8,3</b>	<b>52,0</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,6</b>	<b>-1,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,2</b>	<b>18,7</b>	<b>99,9</b>	<b>81,6</b>	<b>19,3</b>	<b>100,9</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,6</b>	<b>-1,0</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8	53,4	35,4	88,7	-1,4	-1,6	-2,9
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,0</b>	<b>86,0</b>	<b>53,4</b>	<b>35,5</b>	<b>88,9</b>	<b>-1,4</b>	<b>-1,6</b>	<b>-2,9</b>
<b>Saldo</b>	<b>29,2</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,9</b>	<b>28,2</b>	<b>-16,3</b>	<b>12,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>2,0</b>

- Stunde 113 weist eine um rd. 1,0 GW geringere WEA-Erzeugung auf als Stunde 115
- Gleichzeitig ist die Last in Stunde 113 um rd. 2,9 GW geringer

➔ Bei sonst nahezu gleicher Einspeisung weist Stunde 113 eine um rd. 2 GW niedrigere Residuallast in DE auf.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

## 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

## 3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

## 4. Eingangsparameter

---

## 5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

## 6. Marktsimulation

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (Stunde 113 und 115)*

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+2) (Stunde 113) – Grundfall und NTC-Sensitivität*

---

*Vergleich mit der GS SWSL BA16*

---

*Analyse der umliegenden Stunden der GS SWSL*

---

## 7. Netzanalysen

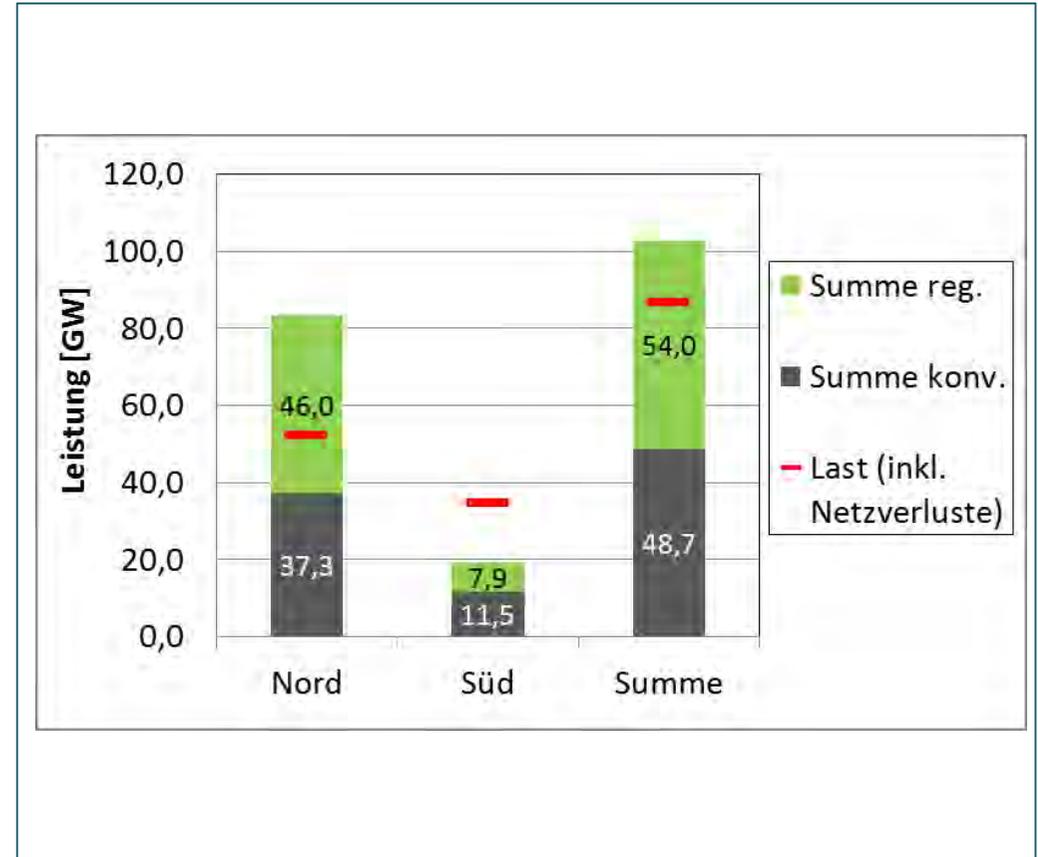
---

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+2) – Stunde 113



Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,4
Braunkohle	17,0	0,0	17,0
Steinkohle	6,9	1,9	8,8
Erdgas	4,3	2,3	6,6
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,8	2,9
KWK<10MW	2,7	1,5	4,2
Pumpspeicher	0,1	0,4	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,3</b>	<b>11,5</b>	<b>48,7</b>
Wind Onshore	36,9	4,5	41,4
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,6
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>83,3</b>	<b>19,4</b>	<b>102,7</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,6	0,6
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,4</b>	<b>86,4</b>
<b>Saldo</b>	<b>31,3</b>	<b>-15,2</b>	<b>16,1</b>

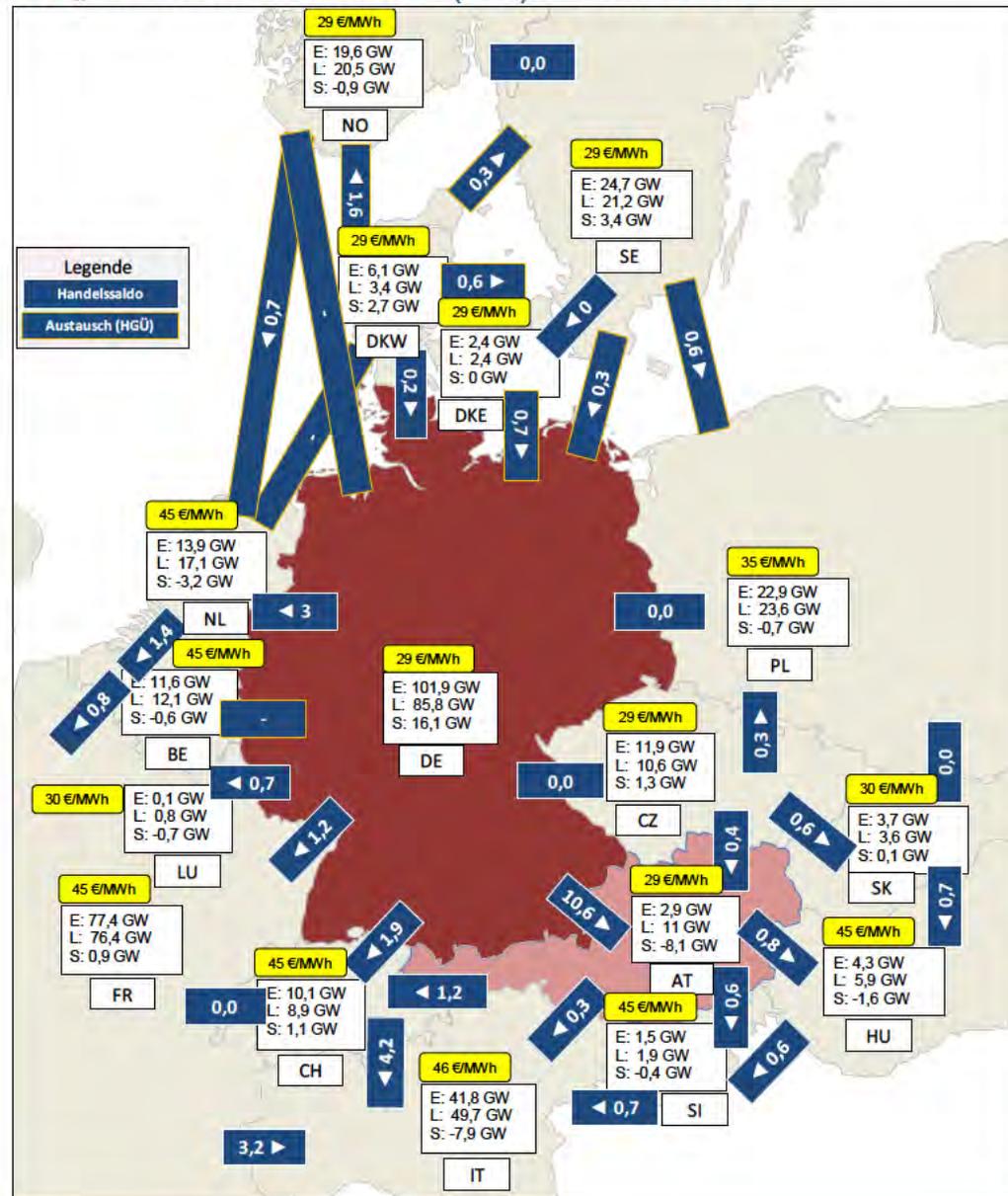


- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -15,2 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +31,3 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. 16,1 GW)

\* Aufteilung von 110kV-Netzgruppen nach Nord und Süd

# Handelsflüsse Deutschlands: GS „Starkwind/Starklast“

Ergebnisse Marktsimulation GS „Starkwind/Starklast“ (t+2) – Stunde 113



Lasten inkl. aller Netzverluste

# Einspeisesituation in Deutschland: „Starkwind/Starklast“

Vergleich BA2017 t+2 (Stunde 113) Basisfall und Sensitivität NTC DE-AT



Leistung [GW]	BA17 t+2			BA17 t+2 Sensitivität NTC DE-AT			DELTA (Basisfall - NTC DE/AT)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,4	3,8	4,5	8,4	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	17,0	0,0	17,0	17,0	0,0	17,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	6,9	1,9	8,8	4,3	1,9	6,2	2,5	0,0	2,6
Erdgas	4,3	2,3	6,6	4,3	2,3	6,6	0,0	0,0	0,0
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4	0,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Sonstige	2,0	0,8	2,9	2,0	0,8	2,8	0,0	0,0	0,0
KWK<10MW	2,7	1,5	4,2	2,7	1,5	4,2	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,1	0,4	0,4	0,1	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0
<b>Summe konv.</b>	<b>37,3</b>	<b>11,5</b>	<b>48,7</b>	<b>34,7</b>	<b>11,4</b>	<b>46,1</b>	<b>2,6</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>
Wind Onshore	36,9	4,5	41,4	36,9	4,5	41,4	0,0	0,0	0,0
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7	5,7	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,6	3,0	1,6	4,6	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	0,2	1,7	2,0	0,2	1,7	2,0	0,0	0,0	0,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0
<b>Summe reg.</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>83,3</b>	<b>19,4</b>	<b>102,7</b>	<b>80,7</b>	<b>19,3</b>	<b>100,1</b>	<b>2,6</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,6	0,6	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8	52,0	33,8	85,8	0,0	0,0	0,0
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,4</b>	<b>86,4</b>	<b>52,0</b>	<b>34,5</b>	<b>86,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Saldo</b>	<b>31,3</b>	<b>-15,2</b>	<b>16,1</b>	<b>28,7</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,4</b>	<b>2,6</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>

- In der Sensitivität mit NTC DE-AT reduziert sich die Einspeisung aus Steinkohle (insbesondere in Nord-DE) um rd. 2,6 GW.

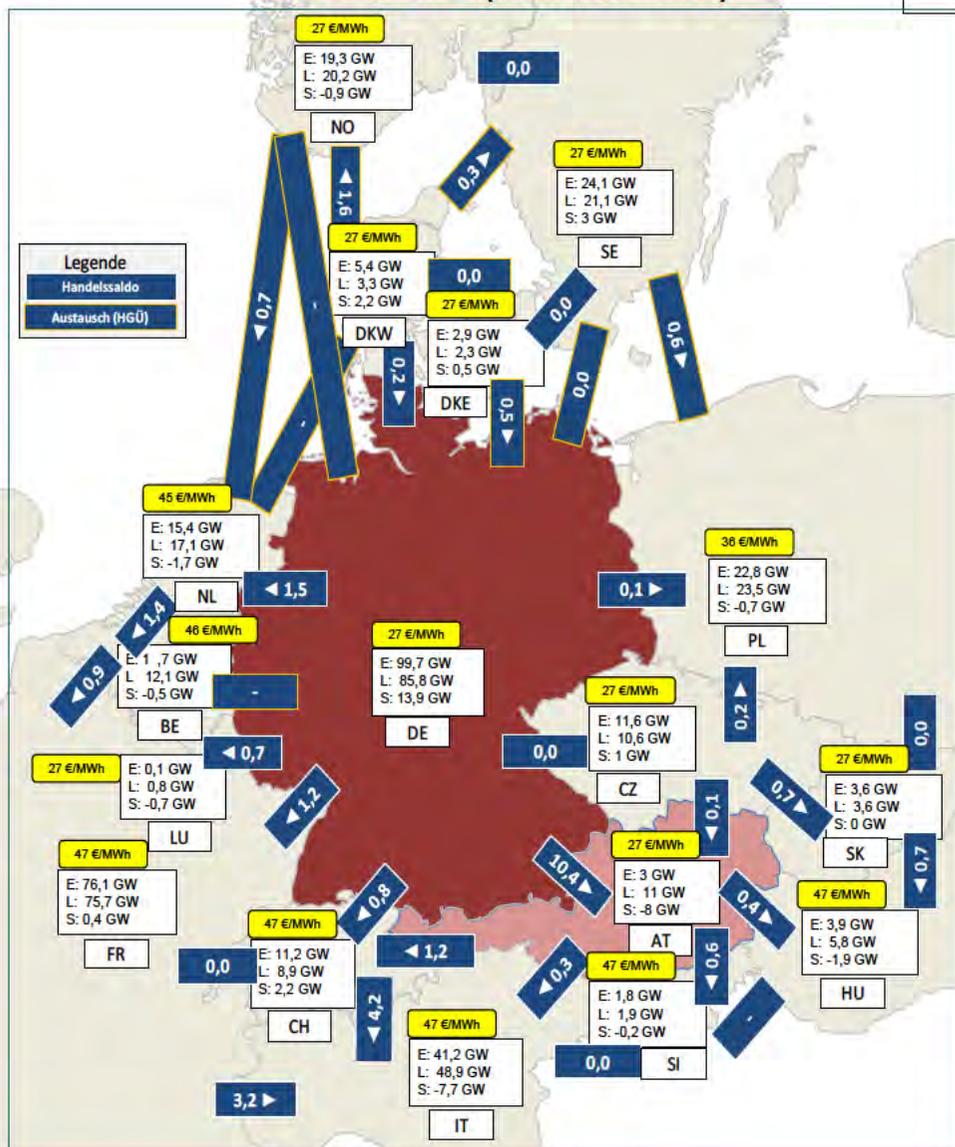


# Handelsflüsse Deutschlands: GS „Starkwind/Starklast“

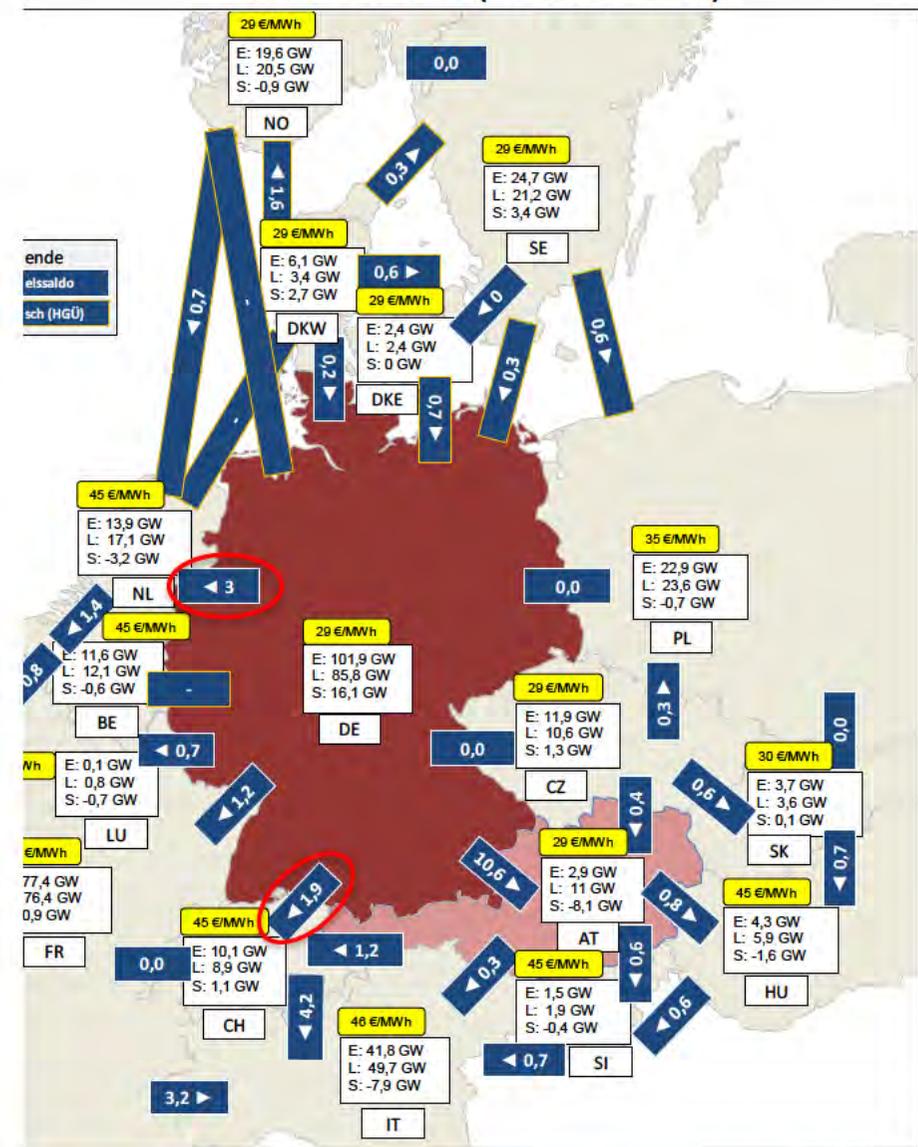
Vergleich der Ergebnisse Marktsimulation (t+1 und t+2)



BA2017 t+1 (Stunde 113)



BA2017 t+2 (Stunde 113)



Lasten inkl. aller Netzverluste

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Executive Summary

---

## 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

## 3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

## 4. Eingangsparameter

---

## 5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

## 6. Marktsimulation

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (Stunde 113 und 115)*

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+2) (Stunde 113) - Grundfall und NTC-Sensitivität*

---

***Vergleich mit der GS SWSL BA16***

---

*Analyse der umliegenden Stunden der GS SWSL*

---

## 7. Netzanalysen

---

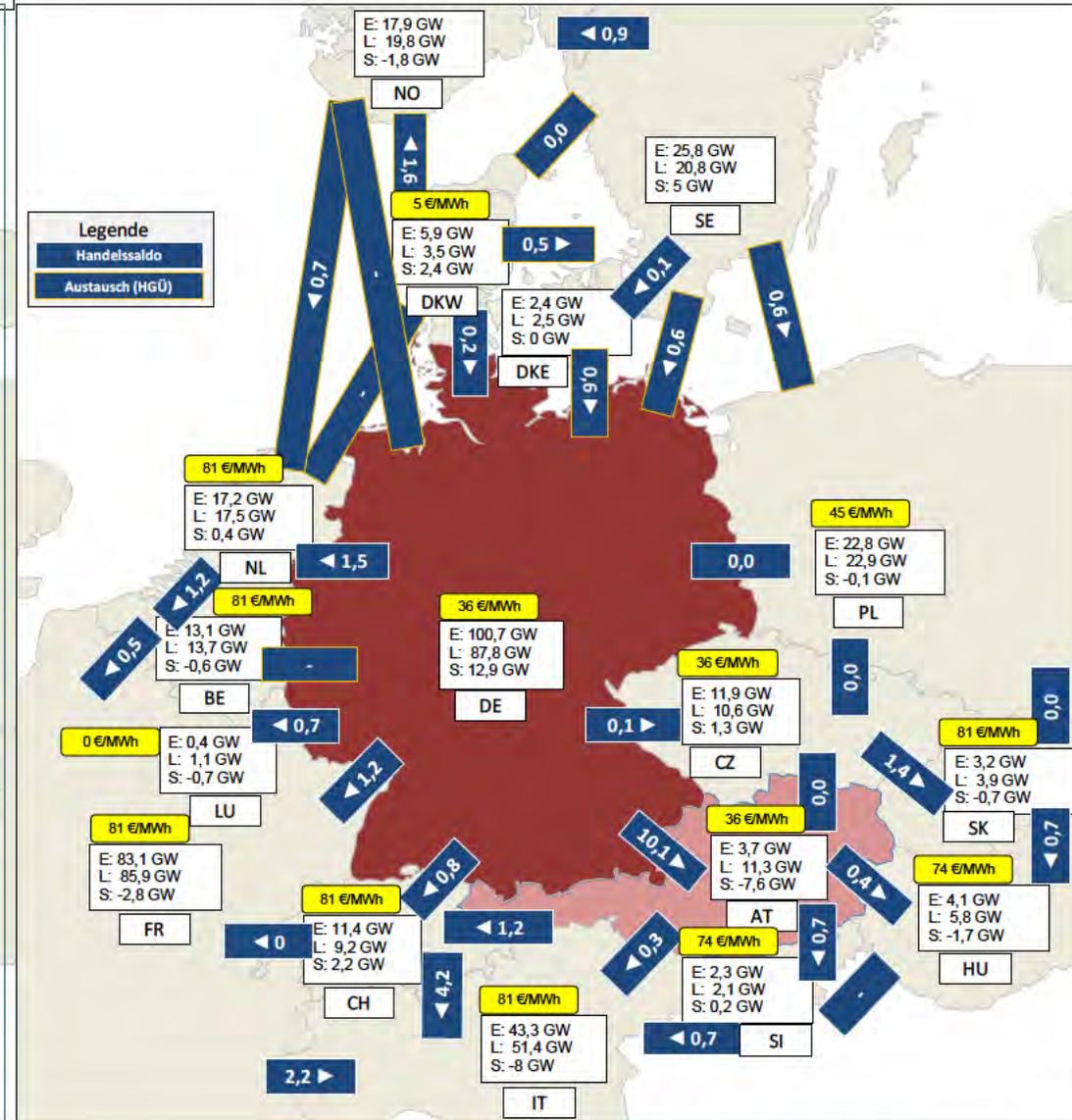
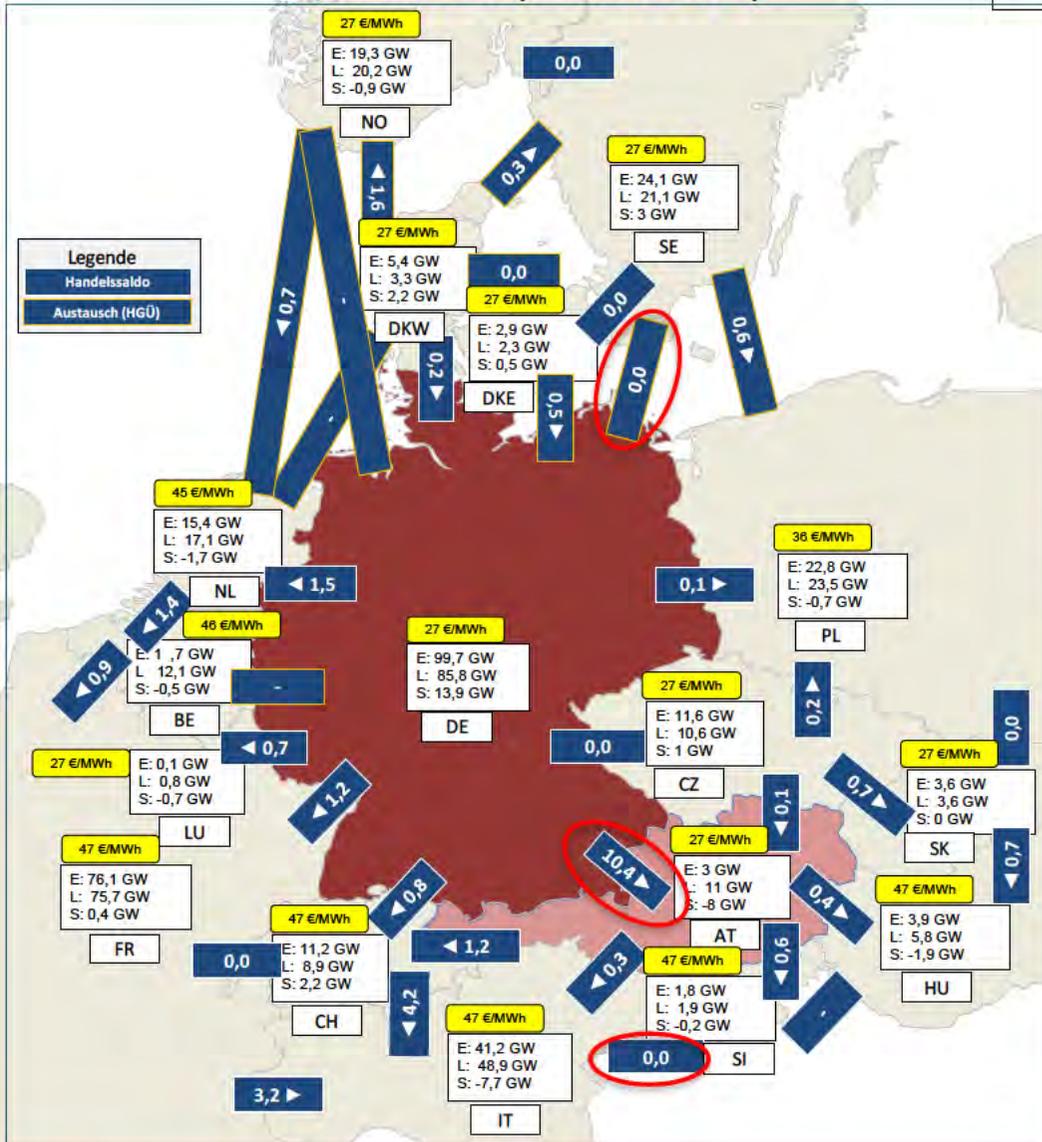
# Handelsflüsse Deutschlands: GS „Starkwind/Starklast“

Vergleich GS „Starkwind/Starklast“ BA2017 t+1 (2017/18) und BA2016 t+1 (2016/17)



BA2017 t+1 (Stunde 113)

BA2016 t+1



Lasten inkl. aller Netzverluste

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Vergleich BA2017 t+1 (2017/18) Stunde 113 und BA2016 t+1 (2016/17)



Leistung [GW]	BA17 t+1 Stunde 113			BA16 t+1			DELTA (BA17 - BA16)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,3	4,1	5,4	9,5	-0,3	-0,9	-1,2
Braunkohle	18,1	0,0	18,1	18,5	0,0	18,5	-0,4	0,0	-0,4
Steinkohle	6,5	2,0	8,5	10,2	3,9	14,1	-3,6	-2,0	-5,6
Erdgas	4,2	2,3	6,5	4,4	1,5	5,9	-0,2	0,7	0,6
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	0,2
Sonstige	2,0	0,6	2,7	1,2	0,2	1,4	0,8	0,5	1,2
KWK<10MW	2,5	1,4	3,9	1,7	0,8	2,5	0,8	0,6	1,4
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,8</b>	<b>40,3</b>	<b>11,9</b>	<b>52,2</b>	<b>-2,5</b>	<b>-0,9</b>	<b>-3,4</b>
Wind Onshore	35,3	4,3	39,5	33,6	4,3	37,9	1,6	0,0	1,6
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7	3,9	0,0	3,9	0,8	0,0	0,8
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5	3,0	1,6	4,6	-0,1	-0,1	-0,1
Laufwasser	0,2	1,7	2,0	0,2	1,8	2,1	0,0	-0,1	-0,1
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>43,4</b>	<b>7,7</b>	<b>51,1</b>	<b>40,8</b>	<b>7,7</b>	<b>48,5</b>	<b>2,6</b>	<b>0,0</b>	<b>2,6</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,2</b>	<b>18,7</b>	<b>99,9</b>	<b>81,1</b>	<b>19,6</b>	<b>100,7</b>	<b>0,1</b>	<b>-0,9</b>	<b>-0,8</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8	52,9	34,9	87,8	-0,9	-1,1	-2,0
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,0</b>	<b>86,0</b>	<b>52,9</b>	<b>35,0</b>	<b>87,9</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1,1</b>	<b>-1,9</b>
<b>Saldo</b>	<b>29,2</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,9</b>	<b>28,2</b>	<b>-15,4</b>	<b>12,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>1,1</b>

- Die Erzeugung aus Kernenergie sinkt um rd. 1,2 GW (auf Grund ABN Gundremmingen Block B und geänderter KW-NV)
- Die Erzeugung aus Steinkohle DE sinkt um rd. 5,6 GW (u.a. rd. 3,2 GW weniger inst. Leistung)
- Erzeugung aus KWK<10MW steigt um rd. 1,4 GW (u.a. gestiegene inst. Leistung und höherem Ausnutzungsgrad)
- WEA-Erzeugung steigt in Summe um rd. 2,4 GW (höhere inst. Leistung)
- PSW-Einsatz in DE findet in keinem nennenswerten Umfang statt

# Einspeisesituation in AT

Ergebnisse BA2017 t+1 (2017/18) und BA2016 t+1 (2016/17)



Leistung [MW]	BA2017 t+1 (Stunde 115)	BA2017 t+1 (Stunde 113)
Kernenergie	0	0
Braunkohle	0	0
Steinkohle	302	302
Erdgas	392	392
Mineraloelprodukte	0	0
Sonstige	562	562
KWK<10MW	0	0
Pumpspeicher	-962	-1.181
<b>Summe konv.</b>	<b>294</b>	<b>75</b>
Wind Onshore	487	489
Wind Offshore	0	0
Photovoltaik	0	0
Biomasse	0	0
Laufwasser	2.792	2.036
Speicherwasser	0	0
Sonstige_EE	299	299
<b>Summe reg.</b>	<b>3.578</b>	<b>2.825</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>3.872</b>	<b>2.900</b>
<b>Last (inkl. HöS-Verluste)</b>	<b>11.017</b>	<b>10.994</b>

Einspeisung [MW]	BA2016 t+1 (Starkwind) AT
Kernenergie	0
Braunkohle	0
Steinkohle	258
Erdgas	131
Öl	92
Speicher	103
Sonstige konv.	112
KWK<10MW	0
<b>Summe konv.</b>	<b>695</b>
Wind onshore	301
Wind offshore	0
PV	0
Biomasse	162
Laufwasser (inkl. Schwell KW)	2.327
Sonstige EE	33
<b>Summe EE</b>	<b>2.823</b>
<b>Summe Gesamt</b>	<b>3.519</b>
<b>Last (inkl. HöS-Verluste)</b>	<b>11.261</b>

- Steigerung des Pumpeinsatzes in AT (sowohl in Stunde 113 als auch 115) ggü. BA2016
- In Stunde 115 steigt jedoch auch gleichzeitig die Einspeisung aus Schwellwasserkraftwerken, sodass sich diese Änderung innerhalb AT nahezu ausgleicht. In Stunde 113 ist die Schwellwassereinspeisung hingegen eher gering.
- Die konv. Erzeugung steigt (in den Stunden 113 und 115) im Vergleich zu den Ergebnissen der BA2016 t+1 um rd. +0,7 GW an.
- Die Last in AT verringert sich um rd. 0,2 GW ggü. der BA2016

# Einspeisesituation in Deutschland: GS „Starkwind/Starklast“

Vergleich BA2017 t+2 (Stunde 113) und BA2016 t+3



Leistung [GW]	BA17 t+2 Stunde 113			BA16 t+3			DELTA (BA17 - BA16)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,8	4,5	8,4	4,1	4,1	8,2	-0,3	0,4	0,2
Braunkohle	17,0	0,0	17,0	17,0	0,0	17,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	6,9	1,9	8,8	9,3	3,3	12,6	-2,4	-1,3	-3,8
Erdgas	4,3	2,3	6,6	4,5	1,5	6,0	-0,2	0,8	0,6
Mineraloelprodukte	0,4	0,0	0,4	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	0,2
Sonstige	2,0	0,8	2,9	1,2	0,2	1,4	0,8	0,6	1,4
KWK<10MW	2,7	1,5	4,2	1,8	0,8	2,6	0,9	0,7	1,5
Pumpspeicher	0,1	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,3</b>	<b>11,5</b>	<b>48,7</b>	<b>38,2</b>	<b>10,0</b>	<b>48,1</b>	<b>-0,9</b>	<b>1,5</b>	<b>0,6</b>
Wind Onshore	36,9	4,5	41,4	37,4	4,7	42,1	-0,5	-0,2	-0,7
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7	5,9	0,0	5,9	-0,2	0,0	-0,2
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,6	2,8	1,5	4,3	0,2	0,1	0,2
Laufwasser	0,2	1,7	2,0	0,2	1,8	2,1	0,0	-0,1	-0,1
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3	0,3	0,1	0,4	0,0	0,0	-0,1
<b>Summe reg.</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>	<b>46,6</b>	<b>8,2</b>	<b>54,7</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,7</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>83,3</b>	<b>19,4</b>	<b>102,7</b>	<b>84,8</b>	<b>18,1</b>	<b>102,9</b>	<b>-1,5</b>	<b>1,3</b>	<b>-0,2</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,6	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,5	0,5
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8	52,9	34,9	87,8	-0,9	-1,1	-2,0
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,4</b>	<b>86,4</b>	<b>52,9</b>	<b>35,0</b>	<b>87,9</b>	<b>-0,9</b>	<b>-0,6</b>	<b>-1,5</b>
<b>Saldo</b>	<b>31,3</b>	<b>-15,2</b>	<b>16,1</b>	<b>31,9</b>	<b>-16,9</b>	<b>15,0</b>	<b>-0,6</b>	<b>1,7</b>	<b>1,2</b>

- Die Erzeugung aus Steinkohle DE sinkt um rd. 3,8 GW
- Erzeugung aus KWK<10MW steigt um rd. 1,5 GW (höherer Ausnutzungsgrad)
- WEA-Erzeugung sinkt in Summe um rd. 0,9 GW
- Stromverbrauch liegt in der betrachteten Stunde um rd. 2,0 GW niedriger

# Unterschiede in den Grenzkosten\*: GS „Starkwind/Starklast“

Vergleich BA 2017 (t+1) und BA2016 (t+1)



Mögliche Ursachen:

- Verwendung eigener fundierter Annahmen zu Kraftwerkparametern (z.B. Wirkungsgrade, Speicher), zuvor Datenbank des Dienstleisters
- Leichte Änderung der Eingangsdaten DE und Ausland, u.a. in Folge des um ein Jahr fortgeschrittenen Zeithorizonts (z.B. Kraftwerkspark, erneuerbare Energien, Brennstoffpreise)
- Einsatz eines neuen Marktmodells bei der BA 2017 (Joint Market Modell): Grenzkosten je Marktgebiet nun als unmittelbares Modellergebnis der Optimierung, zuvor nachgelagerte bzw. fundamentaldaten-basierte Bestimmung der Grenzkosten durch den Dienstleister
- Sowohl die Merit-Order als auch die Lastverläufe in einzelnen Ländern befinden sich im „steilen“ Bereich, weshalb geringe Änderungen (z.B. bei den Eingangsdaten) relativ große Auswirkung auf die Grenzkosten haben können.

\* Hinweis: Es handelt sich hierbei um eine Betrachtung der Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes als Ergebnis einer **Optimierung** (sog. „Schattenpreise“ oder „Marginalpreise“, die den Wert einer Ressource – hier Stromerzeugung – widerspiegeln). Es handelt sich hierbei nicht um eine Darstellung möglicher Börsenpreise, welche das reale Verhalten der Marktteilnehmer mit abbildet.

# Zusammenfassung

## Ergebnisse Marktsimulation



- DE erzeugt in der GS „Starkwind/Starklast“ der BA2017 annähernd so viel wie in der BA2016 t+1
  - Abtausch zw. konv. Erzeugung hin zu EE-Erzeugung
- Wie in der BA2016 t+1 findet in DE kein nennenswerter PSW-Einsatz statt.
- Die Handelsaustäusche DE mit den Anrainern sind auf vergleichbarem Niveau
- Der Handelsaustausch DE→AT verändert sich
  - in Stunde 113 um rd. +0,3 GW und
  - in Stunde 115 um rd. -1,0 GW ggü. der BA2016 t+1

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. **Marktsimulation**

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (Stunde 113 und 115)*

---

*Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+2) (Stunde 113)*

---

*Vergleich mit der GS SWSL BA16*

---

***Analyse der umliegenden Stunden der GS SWSL***

---

7. Netzanalysen

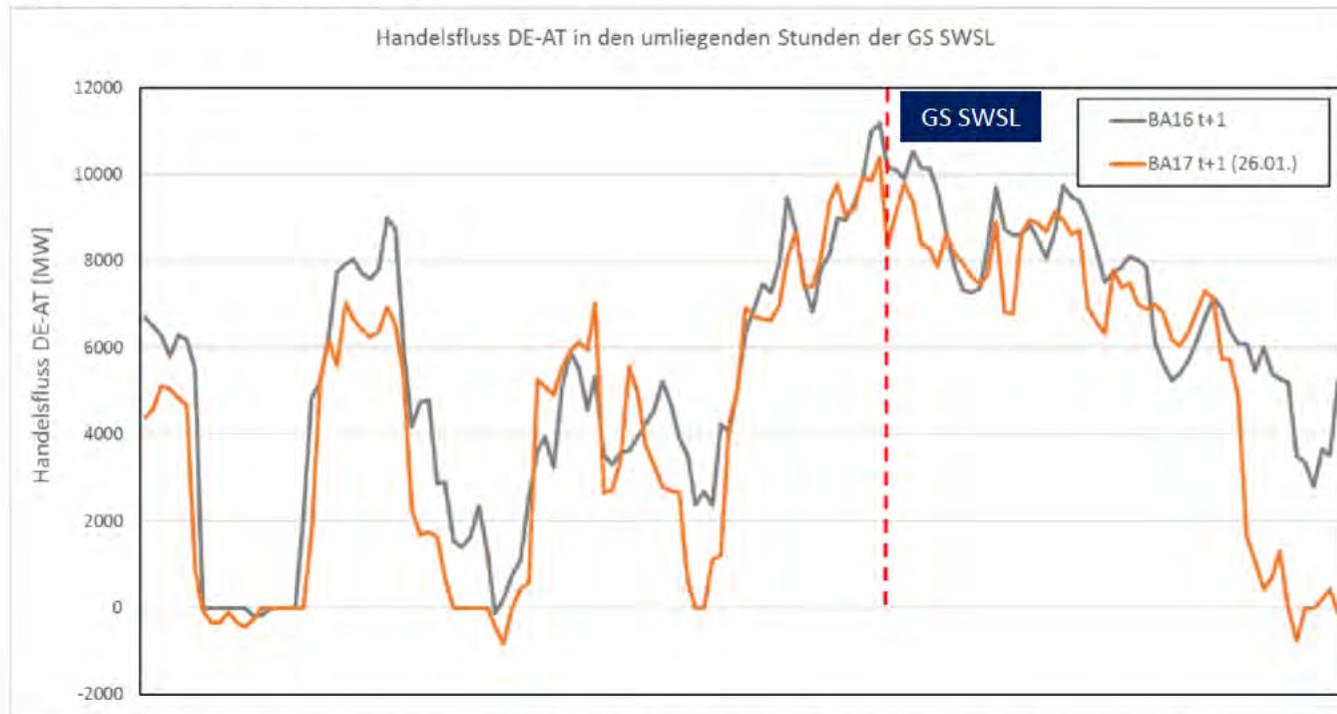
---

# Analyse der umliegenden Stunden

## Handelsfluss DE-AT



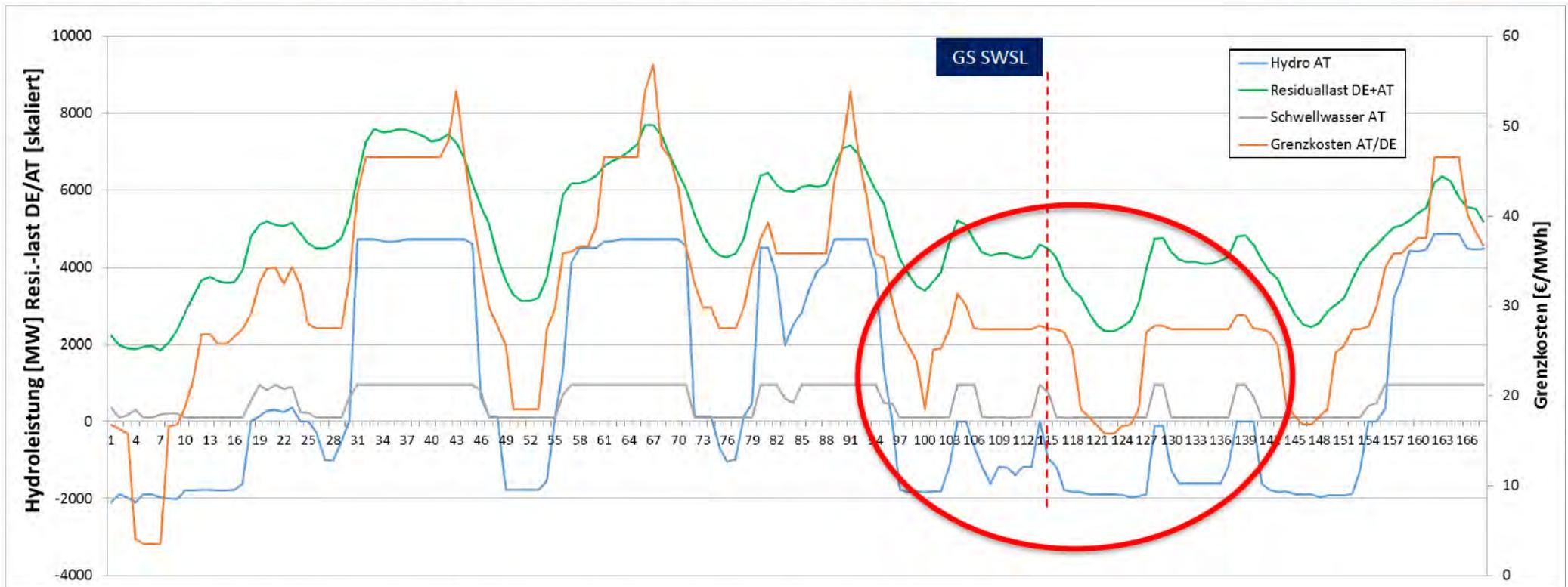
- Vergleich BA2016 t+1 und BA2017 t+1:



- ➔ Die Zeitreihen zeigen in den Stunden vor und nach der eigentlichen Grenzsituation (Stunde 115) einen höheren Handelsfluss DE-AT als in der GS selbst
- ➔ Höherer Handelsfluss DE-AT der umliegenden Stunden ist auf erhöhten Pumpeinsatz in AT zurückzuführen → *siehe nachfolgende Folien*

# Analyse der umliegenden Stunden

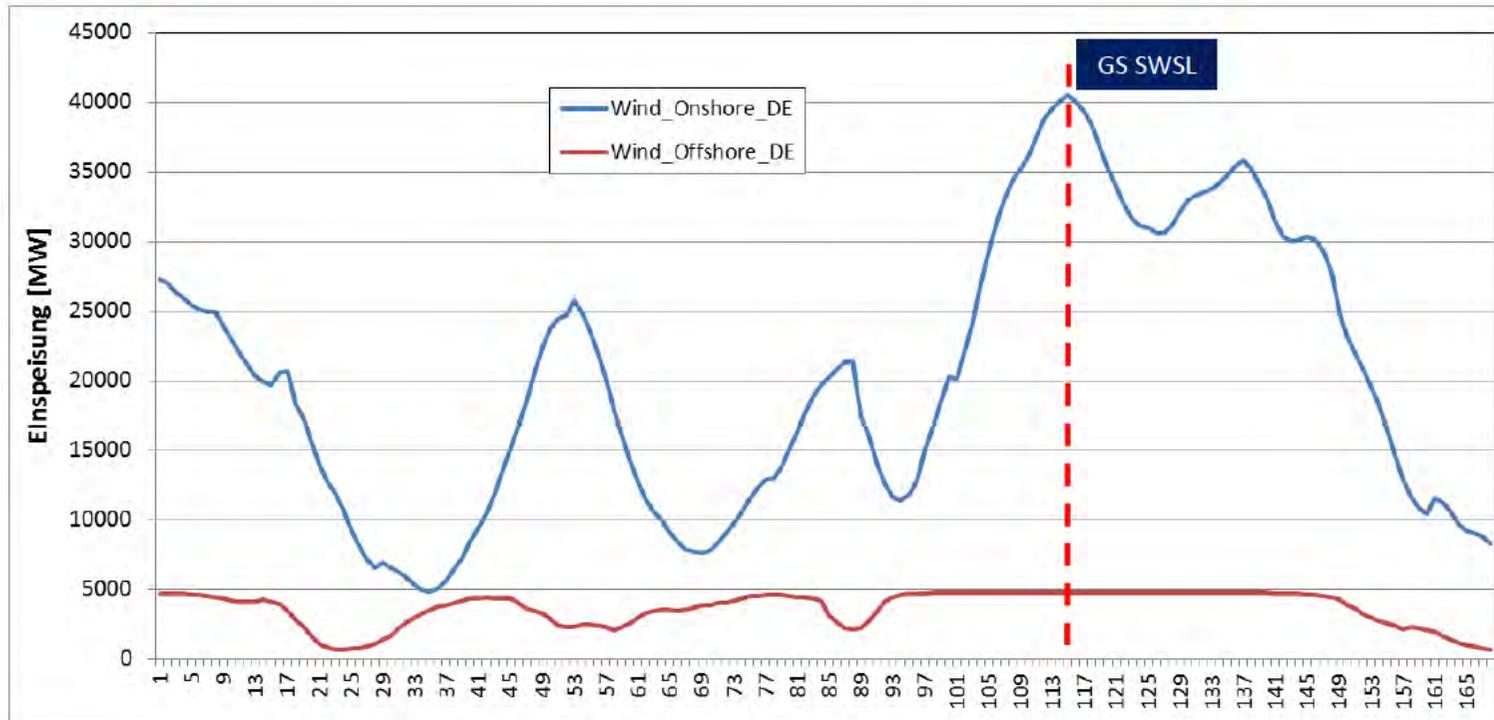
Hydro-Einsatz in AT, Residuallast DE+AT und Grenzkosten BA2017 t+1



- Der Hydraulikeinsatz ist stark vom Preisverlauf DE+AT abhängig
- Lokale Extrema der Residuallast in DE+AT haben Auswirkung auf den Hydroeinsatz (PSW, Speicher und Schwellwasser) → z.B. Residuallastmaxima bedingen Reduktion des Pumpbetriebes („Pufferfunktion“ der PSW)
- JMM-Modell verfügt über einwöchige Voraussicht

# Analyse der umliegenden Stunden

## WEA-Erzeugung DE



- Die Einspeisung aus WEA onshore fällt im Vergleich zur Last DE in den umliegenden Stunden geringer ab, sodass sich eine um rd. 2,0 GW niedrigere Residuallast ergibt:

Stunde	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	Gesamtlast DE [GW]
115	40,6	4,7	88,7
113	39,5	4,7	85,8
Delta	0,9	0	2,9

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

---

7. **Netzanalysen**

---

*Ergebnisse der Netzanalyse t+1*

---

*Ergebnisse der Netzanalyse t+2*

---

8. Anhang

---

# Randbedingung der RD-Analysen für GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



- Aufgrund von begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten von IT→CH im Intraday wurde die zu kontrahierende Netzreserveleistung aus IT zunächst in den Analysen auf **ca. 1.200 MW** limitiert. Um die Aktivierung der gesamten Netzreserve aus IT operativ mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gewährleisten zu können wurde die Leistungsbeschränkung notwendig.
- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE 2.700 MW
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL 1.400 MW
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung
- Berücksichtigung der (t+1)-Jahresfreischaltplanung

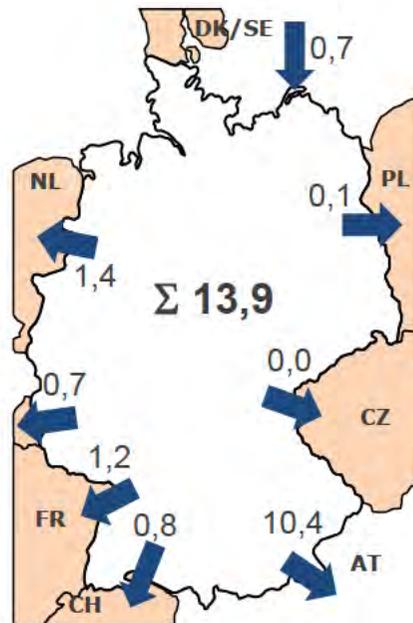
# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch)

## Angaben in GW

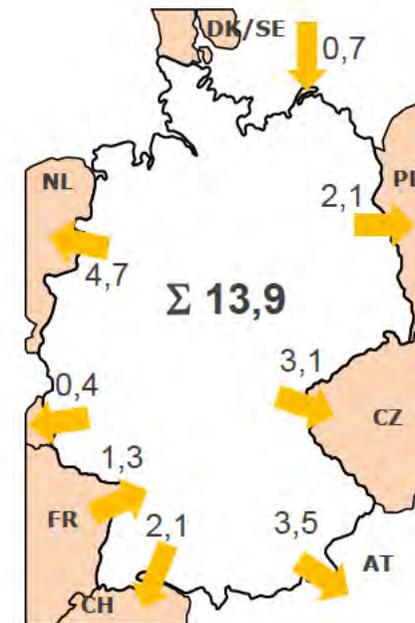
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



### Handelsfluss



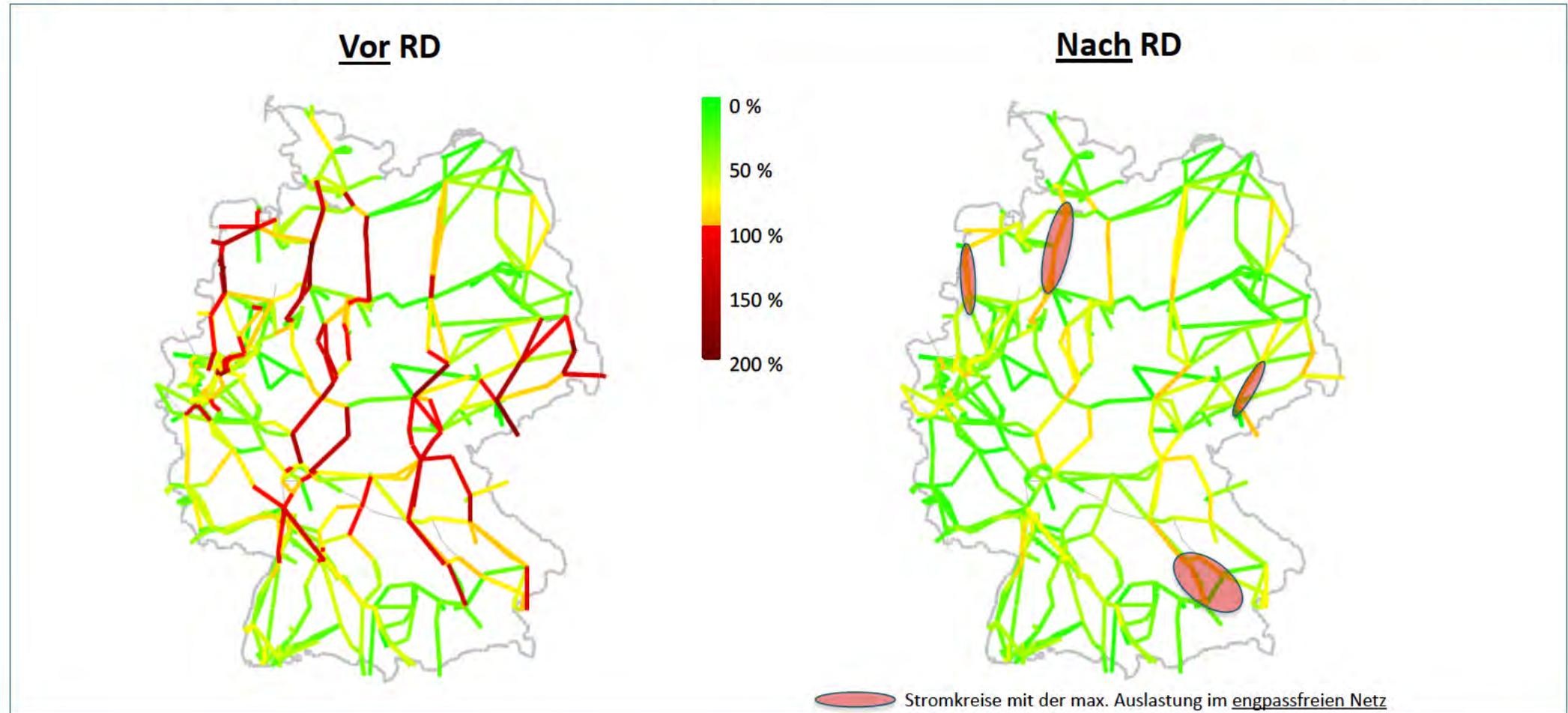
### Physikalischer Leistungsfluss



- Hoher Handelsfluss DE → AT von rd. 10 GW
- Physikalischer Leistungsfluss erfolgt – wie in früheren BA – jedoch zur Hälfte über PL und CZ

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall

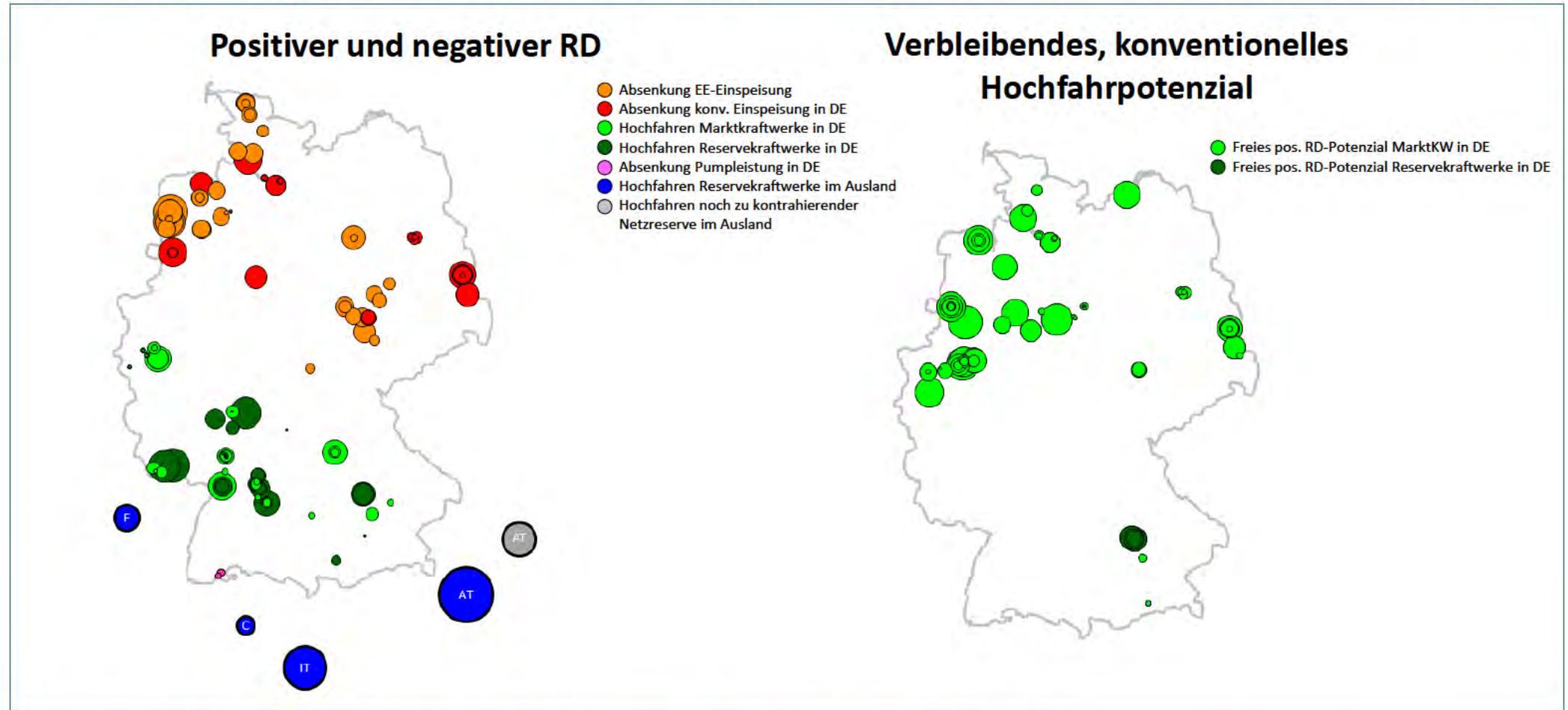
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

# Positiver und negativer RD sowie das verbleibende, konventionelle Hochfahrpotenzial im (n-1)-Fall

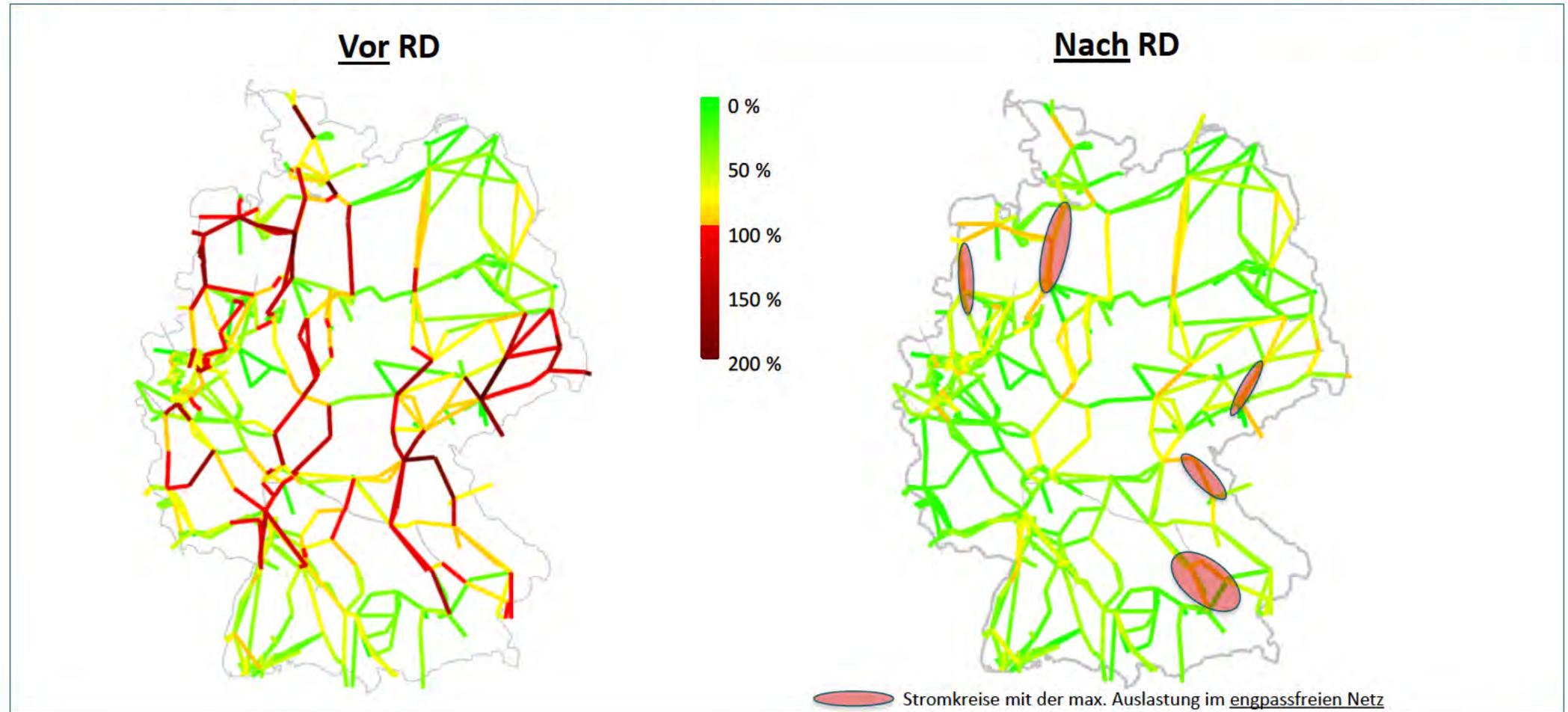
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- ResKW-Potenzial im Raum Ingolstadt/ Irsching wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- Bereits für t+1 kontrahierte ausländische Netzreserve nicht ausreichend
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird zum RD herangezogen

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch in der EC-Analyse

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+1)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall, (Angaben in GW)



	Winter 2016/17	Winter 2017/18			
	Basisfall (BA16)	Basisfall (BA14)	Basisfall	Pumpabwurf in AT	EC-Analyse Basisfall
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	3,4	k. A. <sup>1</sup>	7,8	7,5	7,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,7	k. A. <sup>1</sup>	5,1	5,3	6,8
<b>Summe <u>negativer RD</u></b>	<b>10,1</b>	<b>12,5</b>	<b>12,9</b>	<b>12,8</b>	<b>13,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4,7	5,5	3,9	3,7	3,3
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	--	--	0,2 (max.)	0,2 (max.)	0,2 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	1,6	3,9	5,1 <sup>2</sup>	4,9 <sup>3</sup>	5,7 <sup>2</sup>
Pos. RD kontrahierte Netzreserve im Ausland	3,8 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)	3,1 (max.)
Pos. RD durch Pumpabwurf in AT ( $P_{\max} = 1,2$ GW)	--	--	--	0,9	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	0,0	--	0,6 (AT) <sup>4</sup>	0,0	1,6 (AT) <sup>4</sup>
<b>Summe <u>positiver RD</u></b>	<b>10,1</b>	<b>12,5</b>	<b>12,9</b>	<b>12,8</b>	<b>13,9</b>

<sup>1</sup> Wurde in der BA14 nicht explizit ausgewiesen.

<sup>2</sup> Die KW-Standorte Ingolstadt und Irsching können aufgrund regionaler Netzengpässe in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen.

<sup>3</sup> Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

<sup>4</sup> Die zusätzliche Netzreserve im Ausland wurde modelltechnisch in AT allokiert; dies bedeutet keine Begrenzung des IBV auf Angebote aus AT.

# Wesentliche Unterschiede zwischen t+1 (BA17) und t+4 (BA14)



- Die RD-Methodik konnte durch die Anwendung des RD-Tools weiter verbessert werden.
- Weitere Verzögerungen im Netzausbau ggü. früheren Annahmen
- Weitere Verzögerungen in der betrieblichen Umsetzung zur Nutzung von witterungsabhängigen Stromtragfähigkeiten
- Berücksichtigung der Jahresfreischaltplanung
- Veränderung der Erzeugungsstruktur (z. B. Beschleunigung bei Kraftwerksstilllegungen) ggü. früheren Annahmen

# Fazit zu den Analysen für (t+1) (Winter 2017/18)

Netzreservebedarf und Vergleich zu früheren Bedarfsanalysen



- In dem analysierten **Basisfall** zur GS „Starkwind/Starklast“ besteht ein Gesamtbedarf an Netzreserve im Ausland von **rd. 3,7 GW**. Davon sind **rd. 0,6 GW** noch **zusätzlich** zu kontrahieren.
- Die **Berücksichtigung der ECs** erfordert noch einmal zusätzliche Netzreserve im Ausland von **rd. 1,0 GW**.
- Durch den Einsatz der **Pumpleistung in AT** zum positiven RD kann auf eine noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland verzichtet werden.

Grundsätzliche Auswirkung der Unterschiede in BA16<sub>t+1</sub> und BA17<sub>t+1</sub> auf den RD:

Kenngröße	Gesamt-RD	EE-Absenkung	RD im Ausland
Handelsfluss DE → AT in BA17 rd. 0,3 GW höher	↑	→	↑
Installierte WEA-Leistung in Nord-West-DE ist in BA17 rd. 1 GW höher	↑	↑	↑
Stilllegung von rd. 2 GW KW-Leistung im westlichen Ruhrgebiet → KWs wurden in BA16 zum pos. RD eingesetzt	↑	→	→
Annahmen zur witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit in BA16 optimistischer	↑	↑	↑
Geringeres Einsenkenpotenzial von rd. 1 GW aufgrund von Regelleistungsvorhaltung in Wilhelmshaven und Moorburg	→	↑	→
In BA17 wächst die Netzreserve in DE um rd. 2,2 GW → Bei Systemrelevanz Wechsel von Kraftwerken nach Marktaustritt in die Netzreserve	→	→	→

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

---

7. **Netzanalysen**

---

*Ergebnisse der Netzanalyse t+1*

---

*Ergebnisse der Netzanalyse t+2*

---

8. Anhang

---

# Randbedingung der RD-Analysen für GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)

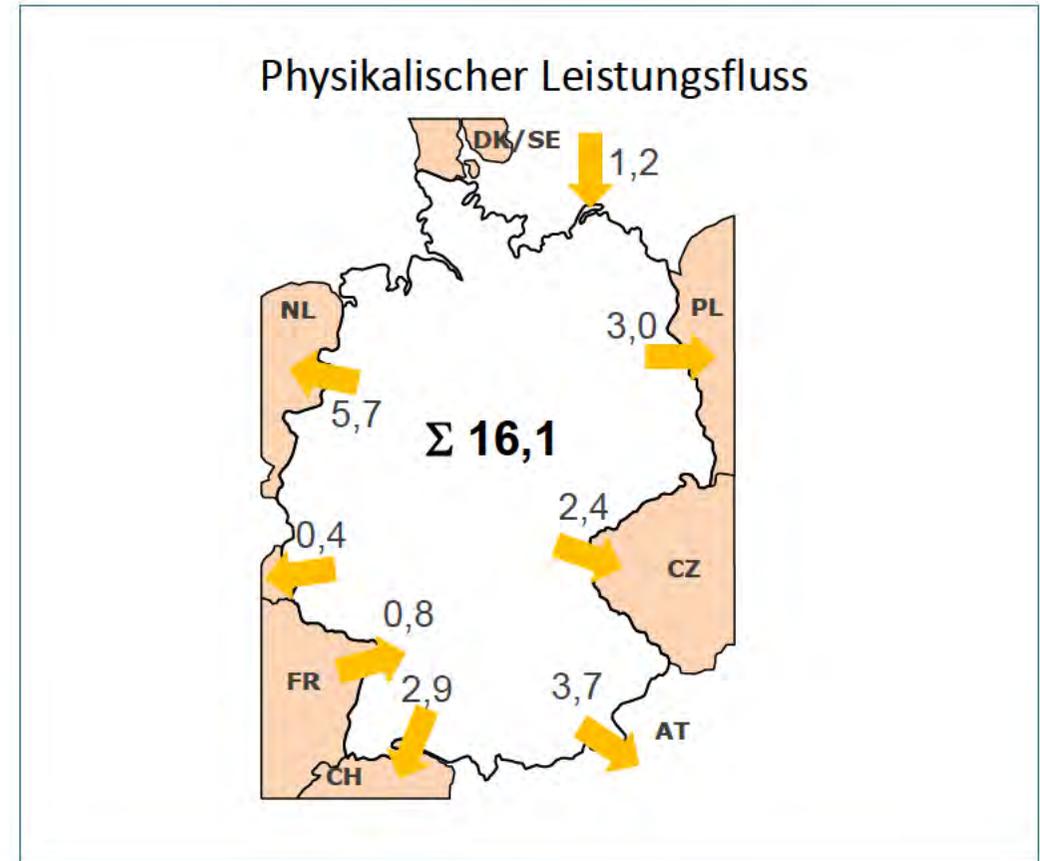
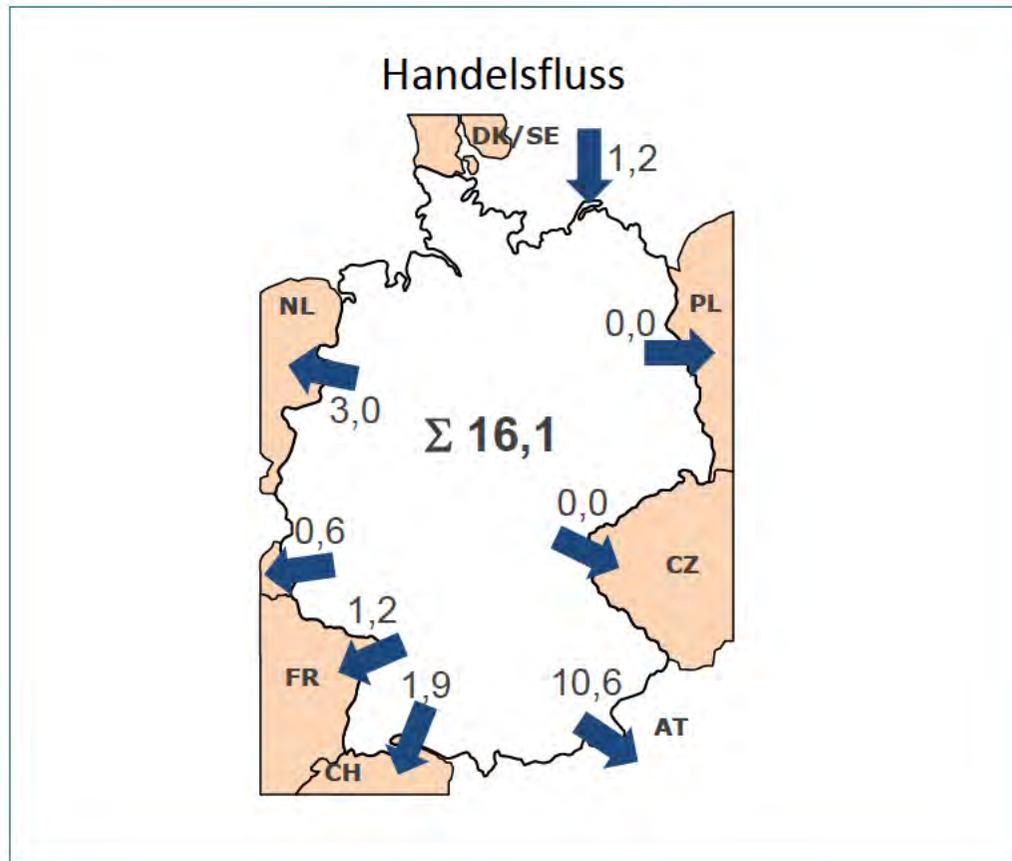


- Aufgrund von begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten von IT→CH im Intraday wurde die zu kontrahierende Netzreserveleistung aus IT zunächst in den Analysen auf **ca. 1.200 MW** limitiert. Um die Aktivierung der gesamten Netzreserve aus IT operativ mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gewährleisten zu können wurde die Leistungsbeschränkung notwendig.
- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE 2.700 MW
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL 2.000 MW
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung

# Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch)

## Angaben in GW (ohne NTC DE – AT)

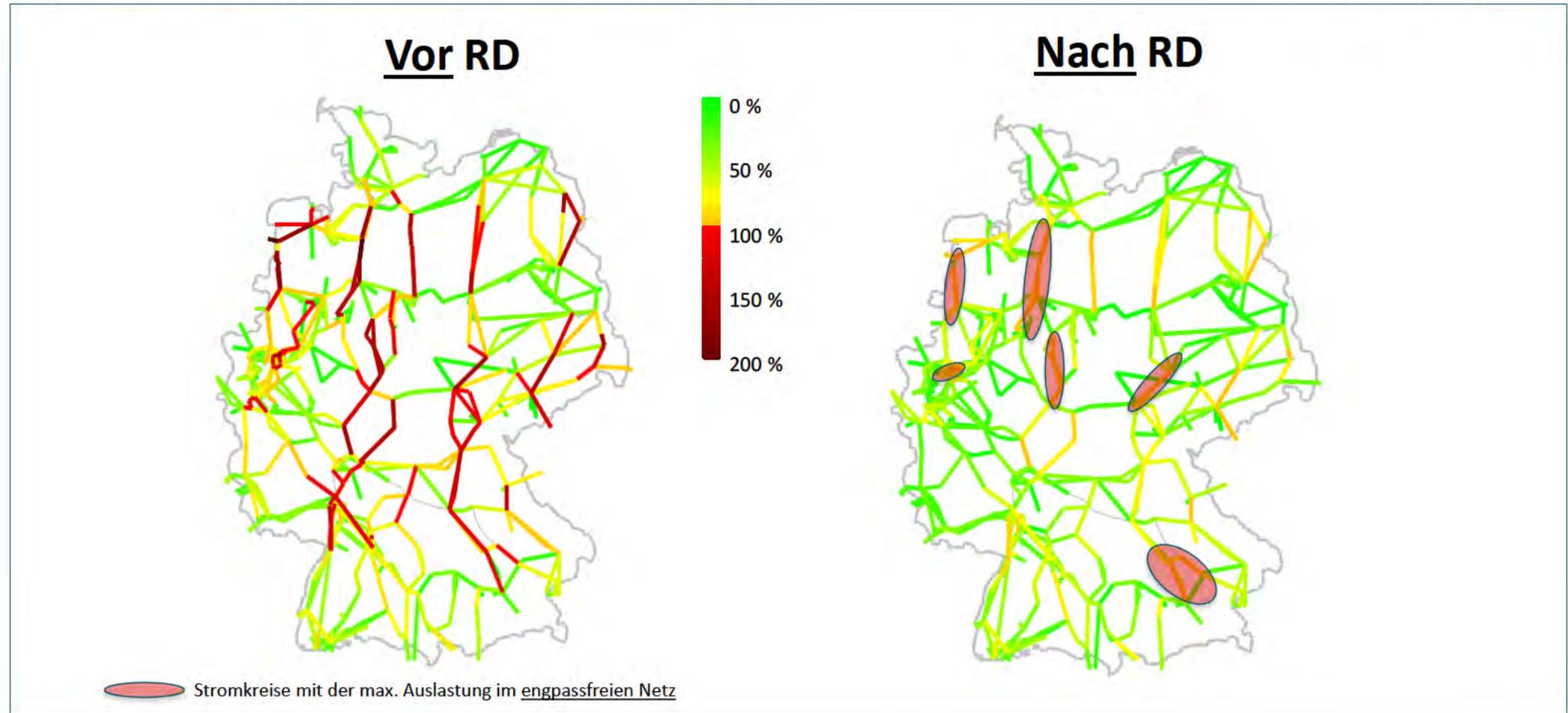
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)



- Hoher Handelsfluss DE → AT von mehr als 10 GW
- Physikalischer Leistungsfluss erfolgt – wie in früheren BA – zu großen Teilen über PL und CZ

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall (ohne NTC DE – AT)

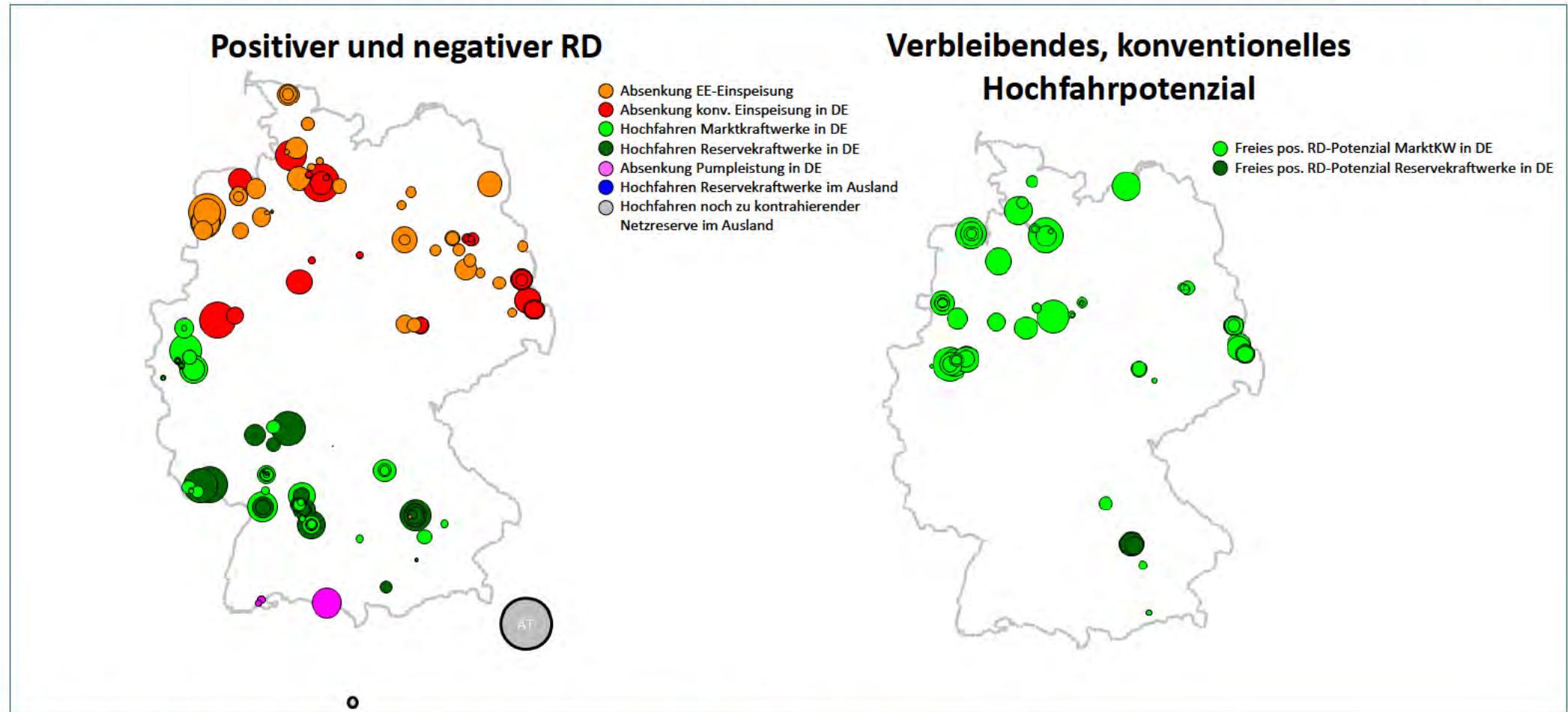
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des küstennahen Leistungsüberschusses

# Positiver und negativer RD sowie das verbleibende, konventionelle Hochfahrpotenzial im (n-1)-Fall (ohne NTC DE – AT)

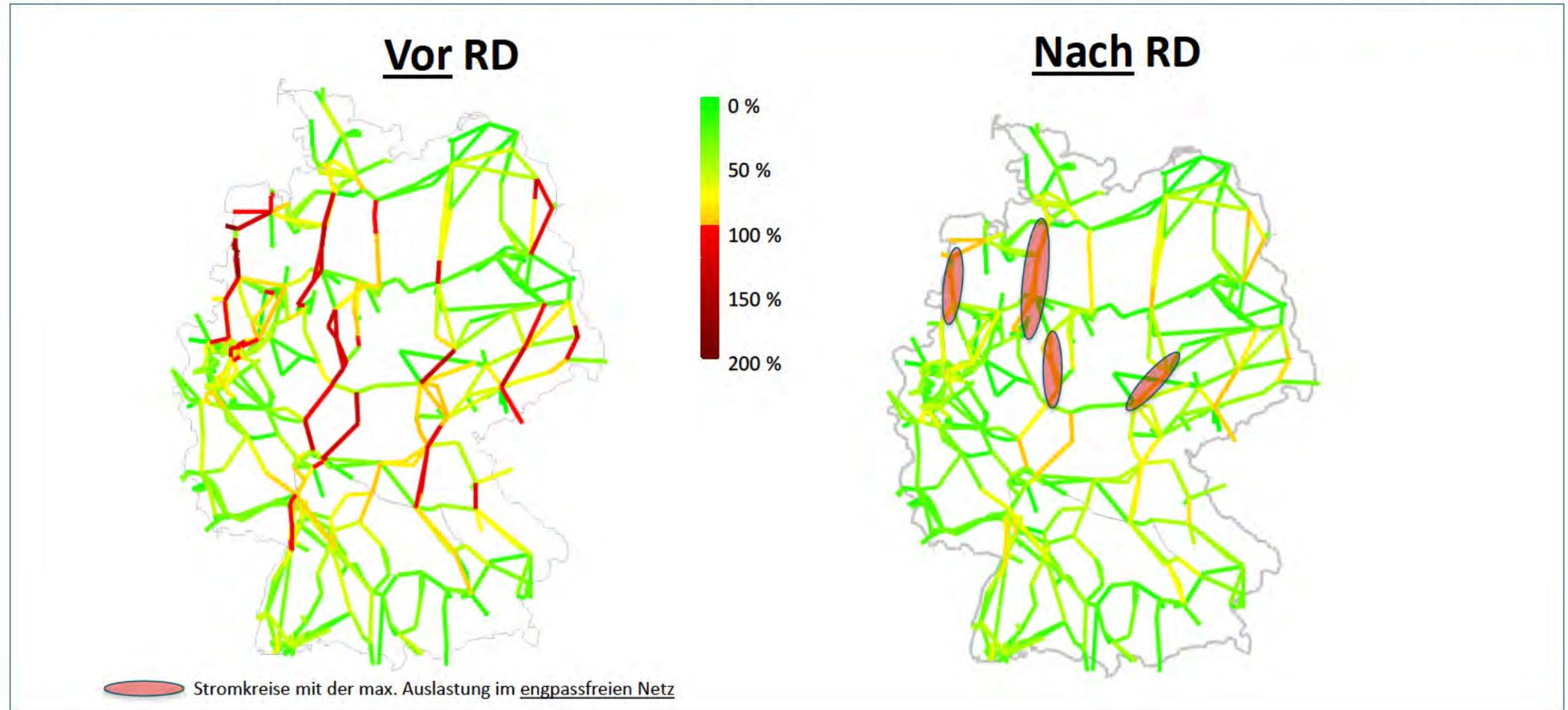
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- ResKW-Potenzial im Raum Ingolstadt/ Irsching wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- Zur Engpassbehebung ist ausländisches RD-Potenzial notwendig
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird zum RD herangezogen

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall (mit NTC DE – AT)

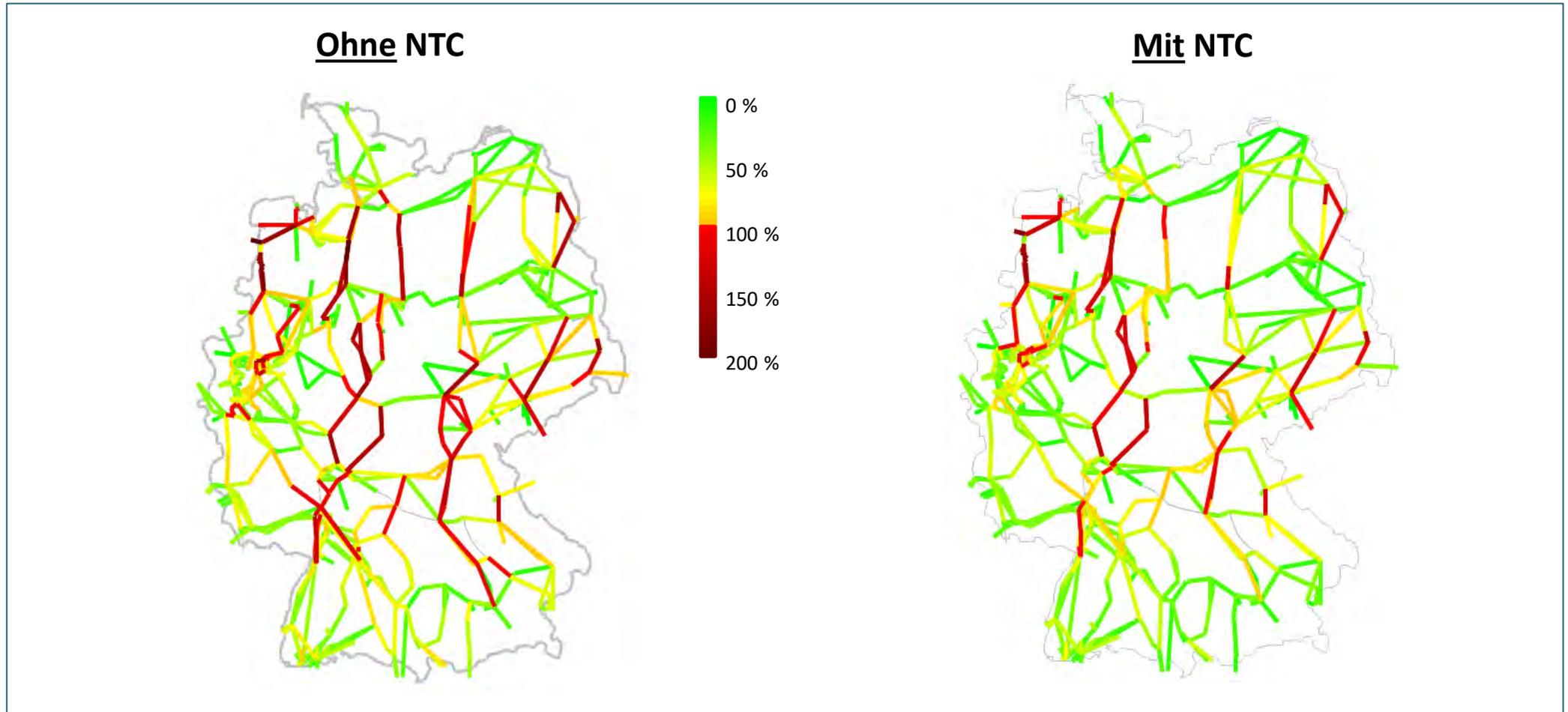
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des küstennahen Leistungsüberschusses in Northwest-DE

# Stromkreisauslastung vor Redispatch mit und ohne NTC DE-AT

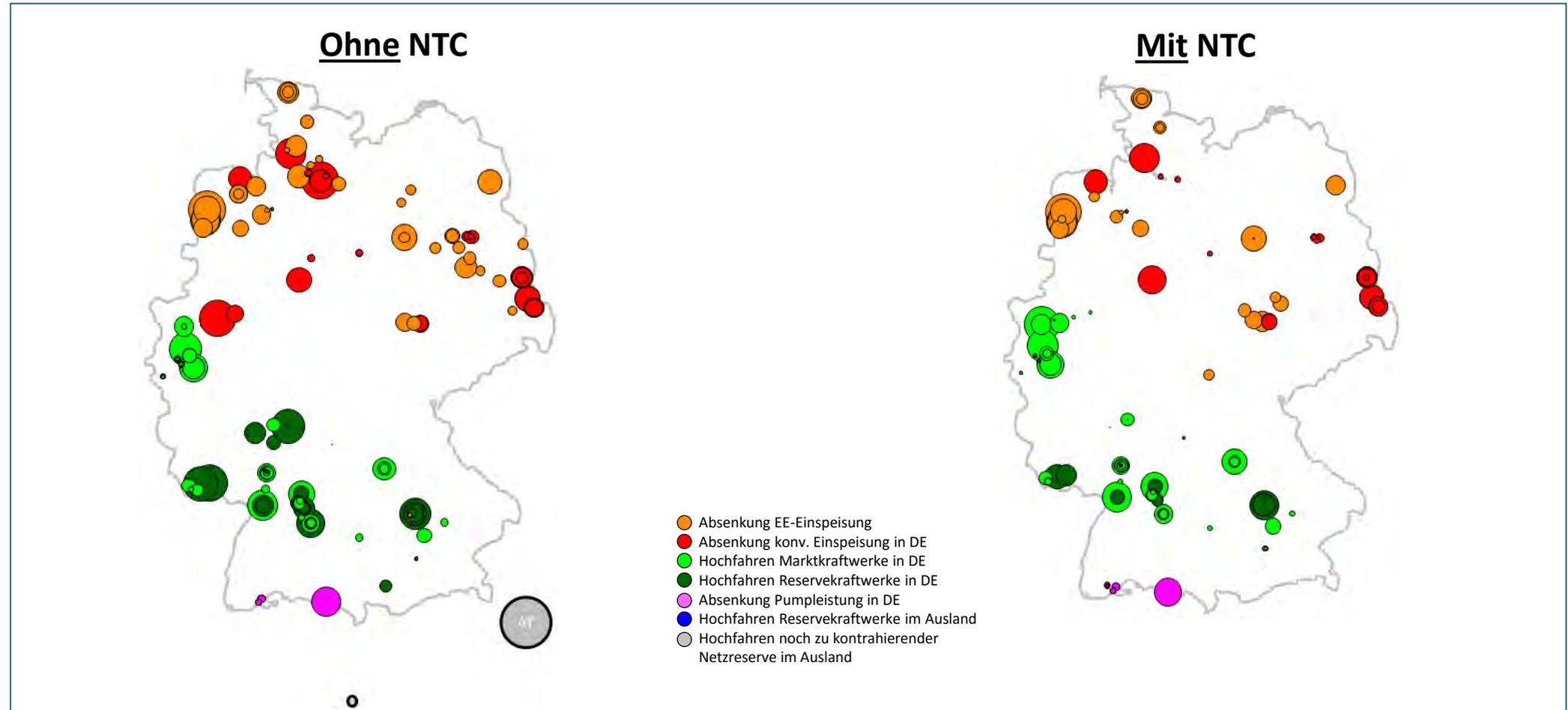
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2) im (n-1)-Fall



- Unter Berücksichtigung eines NTC DE-AT stellt sich insgesamt ein niedrigeres Auslastungsprofil ein.
- Mit NTC ist insbesondere in Süd-DE die Anzahl an überlasteten Stromkreisen geringer.

# Positiver und negativer RD mit und ohne NTC DE-AT (Basisfall)

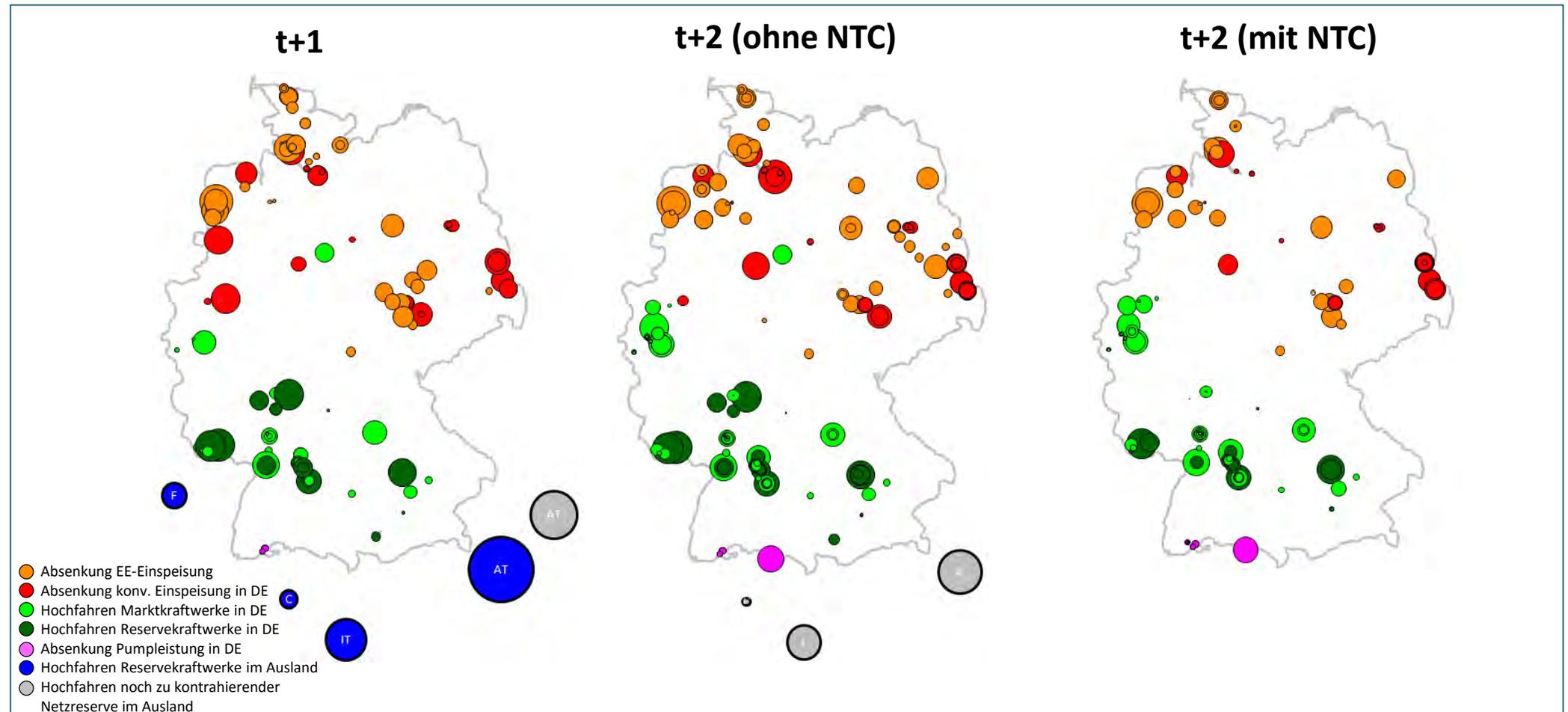
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Unter Berücksichtigung eines NTC DE-AT ist der gesamte RD-Bedarf deutlich geringer.
- Mit NTC ist kein ausländischer RD-Bedarf erforderlich.
- Der RD-Einsatz von Netzreserve in DE geht mit NTC zurück.
- Abwurf von Pumpleistung in DE wird sowohl mit und ohne NTC zum RD herangezogen

# Positiver und negativer RD der EC-Analysen für t+1 und t+2

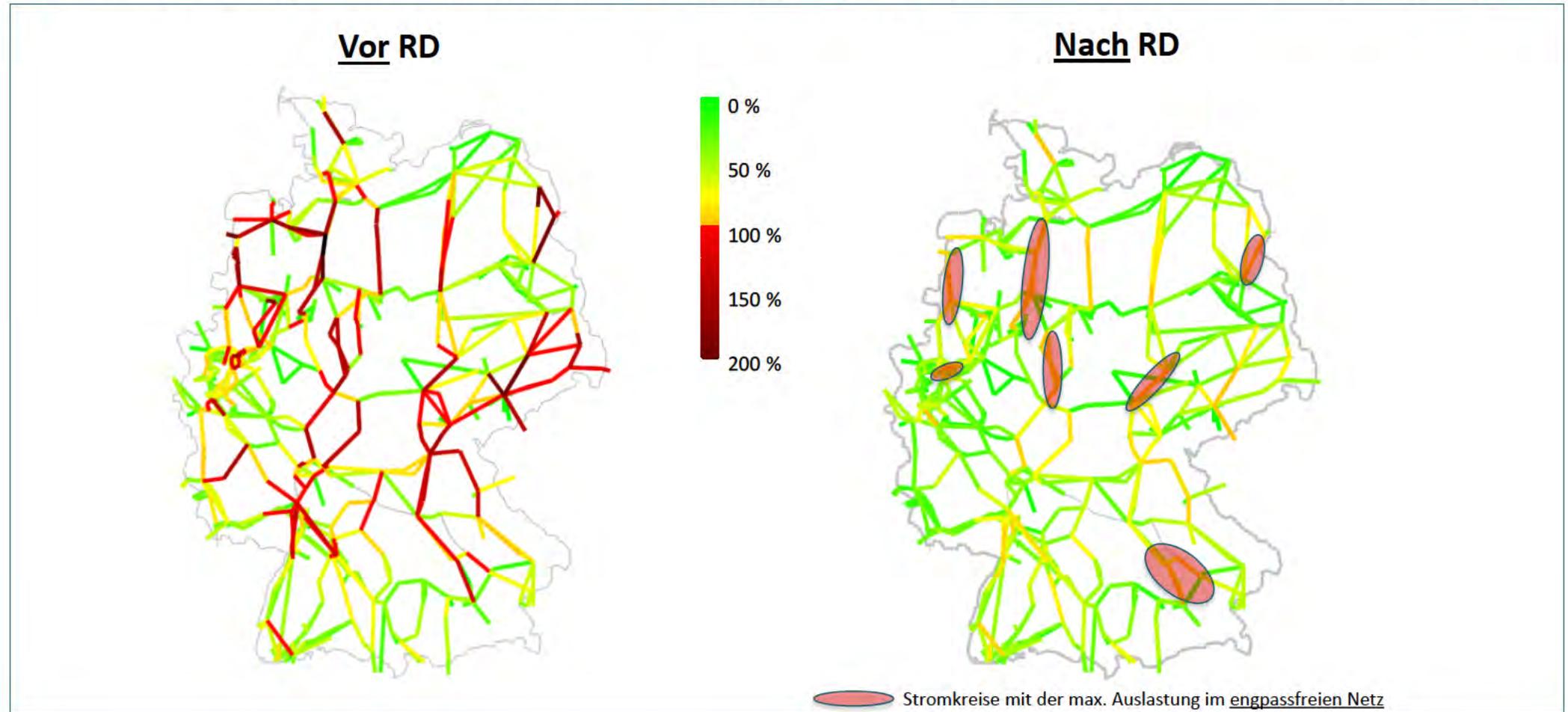
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“



- Der positive RD in Süd-DE ist in t+1 und der Variante t+2 ohne NTC vergleichbar.
- In t+2 ist mit einem NTC DE-AT von 5,5 GW kein RD im Ausland erforderlich.
- Unabhängig von einem NTC werden Markt-KW in West-DE zum positiven RD eingesetzt.

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch in der EC-Analyse

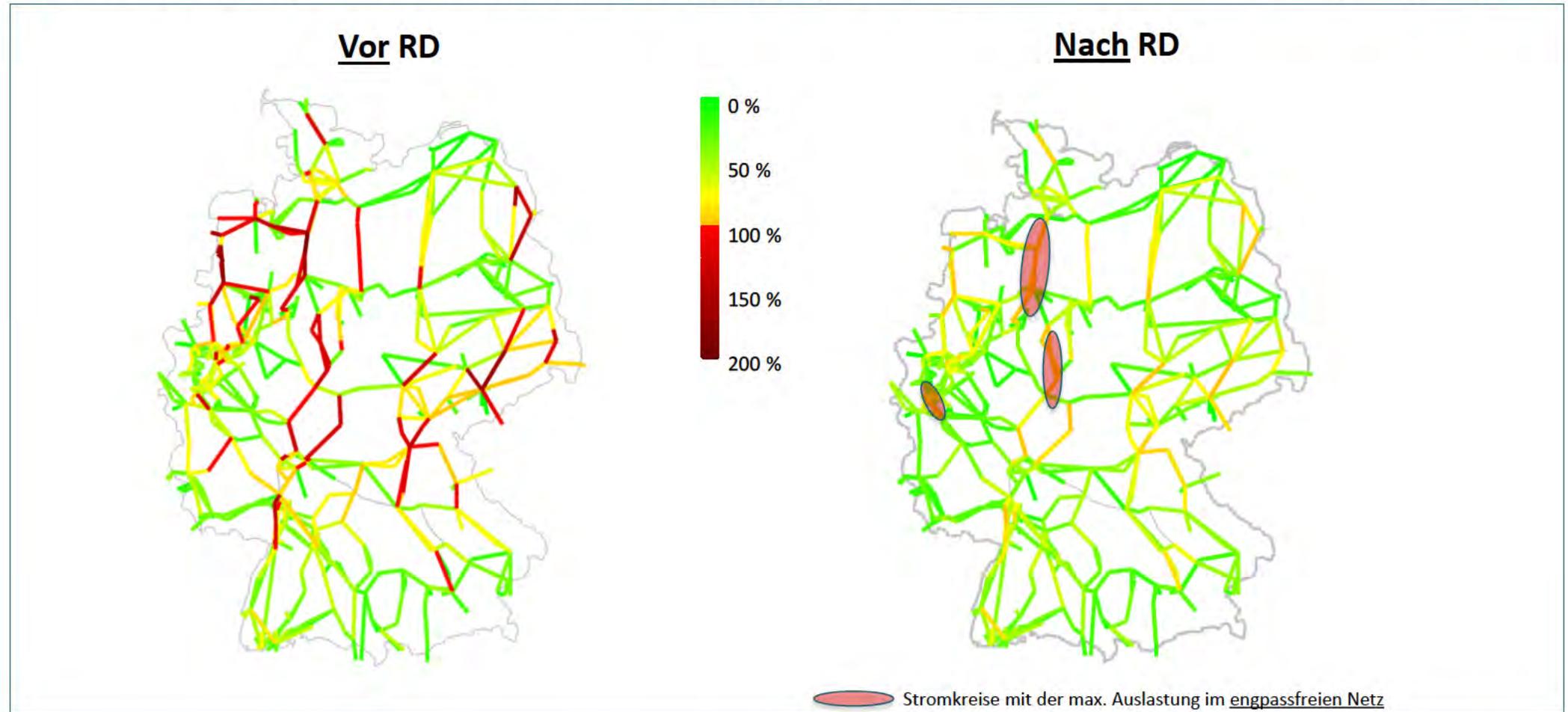
Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+2), ohne NTC DE-AT



- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des küstennahen Leistungsüberschusses

# Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch in der EC-Analyse

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“, (t+2), mit NTC DE-AT



- Auch mit NTC DE-AT weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des küstennahen Leistungsüberschusses in Nordwest-DE

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall nach BA-Logik, (Angaben in GW)



	<u>Ohne</u> NTC DE-AT (BA16)	<u>Ohne</u> NTC DE-AT	EC-Analyse ( <u>ohne</u> NTC)	<u>Mit</u> NTC DE-AT (BA16)	<u>Mit</u> NTC DE-AT	EC-Analyse ( <u>mit</u> NTC)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,5	7,2	7,8	5,8	4,8	5,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	8,0	6,2	6,0	6,8	4,0	4,0
<b><i>Summe negativer RD</i></b>	<b>15,5</b>	<b>13,4</b>	<b>13,8</b>	<b>12,6</b>	<b>8,8</b>	<b>9,3</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	9,2	5,6	5,5	10,7	5,9	4,9
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	--	0,6 (max.)	0,6 (max.)	--	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	4,0 <sup>1</sup>	5,7 <sup>2</sup>	5,6 <sup>2</sup>	1,9 <sup>1</sup>	2,2 <sup>3</sup>	3,7 <sup>3</sup>
Pos. RD kontrahierte Netzreserve im Ausland	--	--	--	--	--	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	2,3	1,5	2,1	0,0	0,0	0,0
<b><i>Summe positiver RD</i></b>	<b>15,5</b>	<b>13,4</b>	<b>13,8</b>	<b>12,6</b>	<b>8,8</b>	<b>9,3</b>

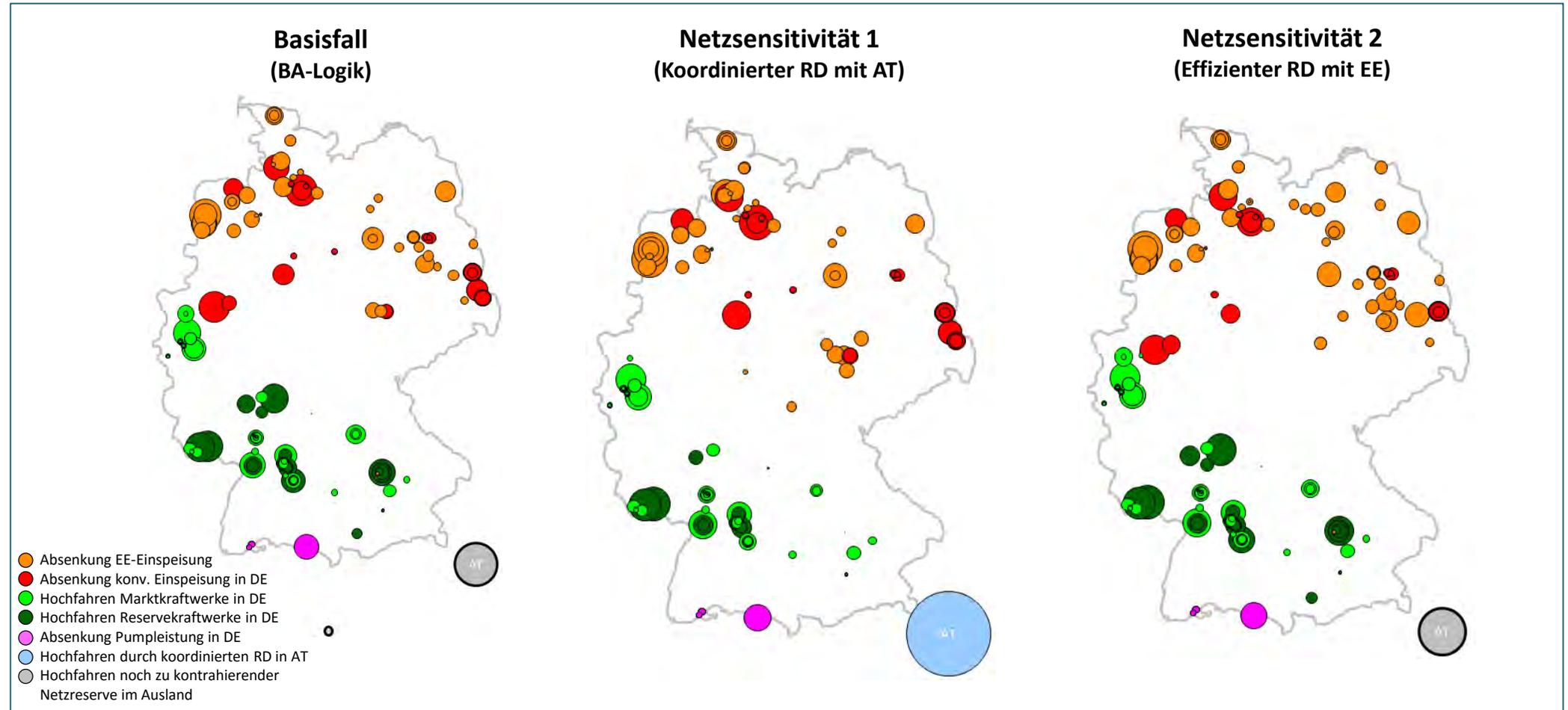
<sup>1</sup> Die installierte Leistung deutscher ResKW betrug in BA16 für den Zeithorizont t+3 5,3 GW.

<sup>2</sup> Die KW-Standorte Ingolstadt und Irsching können aufgrund regionaler Netzengpässe in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen.

<sup>3</sup> Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

# Positiver und negativer RD im Vergleich (ohne NTC DE – AT)

Ergebnisse Netzanalysen GS „Starkwind/Starklast“ (t+2)



- Beim koordinierten RD mit AT ist der RD in Süd-DE geringer sowohl im Basisfall als auch mit effizientem RD mit EE.
- Beim effizienten RD mit EE erfolgt eine Verschiebung des negativen RD von konventioneller nach EE-Einspeisung.
- Dieser Abtausch wird vor allem in Ost-DE sichtbar.

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall ohne NTC, (Angaben in GW)



	Basisfall (BA-Logik)	Netzsensitivität 1 (Koordinierter RD mit AT)	Netzsensitivität 2 (Effizienter RD mit EE)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,2	6,8	9,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,2	5,4	4,0
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>13,4</b>	<b>12,2</b>	<b>13,1</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,6	4,5	5,4
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,6 (max.)	0,6 (max.)	0,6 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	5,7 <sup>1</sup>	2,6 <sup>1</sup>	5,7 <sup>1</sup>
Pos. RD mit koordiniertem RD in AT ( $P_{\max} = 5,0$ GW) <sup>2</sup>	--	4,5	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	1,5	0,0	1,4
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>13,4</b>	<b>12,2</b>	<b>13,1</b>

<sup>1</sup> Aufgrund der besseren Wirksamkeit ausländischer Netzreserve auf die Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE eingesetzt.

<sup>2</sup> Die Bestimmung des RD-Potenzials in AT erfolgt in Anlehnung an die Ermittlung von gesichertem RD in AT im Rahmen der gemeinsamen Studie mit APG in 2015. Zusätzlich sind Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Zudem reduziert sich das RD-Potenzial durch bereits am Markt eingesetzte Leistung sowie nicht eingesetzte Pumpleistung.

# Netzanalysen der GS „Starkwind/Starklast“, (t+2)

Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall mit NTC, (Angaben in GW)



	Basisfall (BA-Logik)	Netzsensitivität (Effizienter RD mit EE)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	4,8	7,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,0	1,3
<b><i>Summe <u>negativer</u> RD</i></b>	<b>8,8</b>	<b>8,7</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,9	6,6
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Pos. RD ResKW in DE ( $P_{\max} = 6,7$ GW)	2,2 <sup>1</sup>	1,4 <sup>1</sup>
Pos. RD mit koordiniertem RD in AT ( $P_{\max} = 5,0$ GW)	--	--
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland	0,0	0,0
<b><i>Summe <u>positiver</u> RD</i></b>	<b>8,8</b>	<b>8,7</b>

<sup>1</sup>Zur Behebung der Netzengpässe werden nicht alle Reservekraftwerke in DE benötigt.

# Fazit zu den Analysen für t+2 (Winter 2018/19)



- In dem analysierten **Basisfall** zur GS „Starkwind/Starklast“ besteht im **(n-1)-Fall** ein Bedarf an zu kontrahierender Netzreserve im Ausland von **rd. 1,5 GW**. Unter Berücksichtigung von **ECs** erhöht sich dieser auf insgesamt **rd. 2,1 GW**.
- Auswirkungen eines NTC DE-AT
  - Bei **einem NTC DE/AT in Höhe von 5,5 GW** besteht im (n-1)-Fall kein Bedarf zur Kontrahierung ausländischer Netzreserve. Der **Gesamt-RD** sinkt im Vergleich zur Basisvariante um 4,6 GW auf **8,8 GW**.
  - Auch unter Berücksichtigung von **ECs** ist **keine ausländische Netzreserve** erforderlich.
- Auswirkungen von gleichrangigem Redispatch von EE und konventionellen Kraftwerken
  - Unter der Annahme, dass Einspeisung aus **EE und Markt-KW gleichrangig** zum Redispatch herangezogen werden, wird der Gesamt-RD reduziert:
    - Ohne NTC DE-AT: 0,3 GW
    - Mit NTC DE-AT: 0,1 GW
  - Der Bedarf an **Netzreserve im Ausland** geht in der Variante ohne NTC um rd. 0,1 GW auf **rd. 1,4 GW** zurück.
  - Es erfolgt eine **Substituierung von neg. Redispatch** mit Markt-KW durch EE-Absenkung:
    - Ohne NTC DE-AT: 2,2 GW
    - Mit NTC DE-AT: 2,7 GW

# Grundsätzliche Auswirkung der Unterschiede in BA16 und BA17 auf den RD in (t+2)



Kenngröße	Gesamt-RD	EE-Absenkung	RD im Ausland
Handelsfluss DE → CH in BA17 rd. 1,1 GW höher	↑	→	↑
Anstatt 4 sind in BA17 nur 2 PSTs in Vierraden als realisiert angenommen	↑	↑	↑
Stilllegung von rd. 2 GW KW-Leistung im westlichen Ruhrgebiet → KWs wurden in BA16 zum pos. RD eingesetzt	↑	→	→
Verstärkung der Rheinschiene in BA17 nicht unterstellt	→	→	↑
Annahmen zur witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit in BA16 optimistischer	→	→	↑
Geringeres Einsenkpotenzial von rd. 1 GW aufgrund von Regelleistungsvorhaltung in Wilhelmshaven und Moorburg	→	↑	→
WEA-Einspeisung in BA17 rd. 1 GW geringer	↓	↓	↓
Zugelassener physikalischer Leistungsfluss DE → PL in BA17 um rd. 0,4 GW höher	↓	↓	↓

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

---

2. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

3. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2017

---

4. Eingangsparameter

---

5. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

---

6. Marktsimulation

---

7. Netzanalysen

---

8. Anhang

---

# Annahmen zum RD-Potenzial in AT für die Netzsensitivität 1 „Koordinierter RD mit AT“

Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Generator	Pumpe
FHKW Mellach	FHKW Mellach	Steinkohle	246	0
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	Gas	417	0
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 10	Gas	421	0
Häusling	Häusling 11 & 12	Pumpspeicher	360	-360
Kaprun-Limberg	Kaprun-Limberg II	Pumpspeicher	220	-480
Kaprun-Oberstufe	Kaprun-Oberstufe (2Maschinensätze)	Pumpspeicher	55	-130
Kraftwerk Dürnrohr	Dürnrohr Block 2	Steinkohle	141*	0
Kraftwerk Koralpe	Block Koralpe	Pumpspeicher	0	-37
Kraftwerk Korneuburg	Block 1 EVN	Gas	140	0
Kraftwerk Theiß	Theiß GT (M1)	Gas	65	0
Kraftwerk Theiß	Theiß GT (M4)	Gas	65	0
Kraftwerk Theiß	Theiß Block A GT+DT (M2)	Gas	120	0
Kraftwerk Theiß	Theiß Block B (Theiss Kombi, M3+M5)	Gas	450	0
Kraftwerksgruppe Fragant	Diverse Kraftwerke	Pumpspeicher	230	-65
Kraftwerkspark Timelkam	Kraftwerk Timelkam GUD I	Gas	405	0
KW Donaustadt	DO3	Gas	367	0
KW Simmering	Simmering 2	Gas	20*	0
KW Simmering	Simmering 1	Gas	247*	0
Laakirchen	GuD-Anlage Laakirchen	Gas	40	0
Malta-Hauptstufe	Malta-Hauptstufe	Pumpspeicher	234*	-91*
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	Pumpspeicher	33	-116
Reißeck II	Reißeck II Maschinensatz 1	Pumpspeicher	0	-215
Reißeck II	Reißeck II Maschinensatz 2	Pumpspeicher	0	-215
Reißeck-Jahresspeicher	Reißeck-Jahresspeicher	Pumpspeicher	67,5	-18
Roßhag	Roßhag 1-4	Pumpspeicher	76	-240
<b>Summe</b>			<b>4.420</b>	<b>-1.967</b>

\* Unter Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten

# Berücksichtigte topologische Maßnahmen in t+1

- 220-kV-Stromkreis Ludersheim – Sittling ausgeschaltet
- 220-kV-Stromkreis Trennfeld – Raitersaich ausgeschaltet
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Irsching
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Hamburg/ Nord
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Sittling
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in St. Peter
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Altheim
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Pasewalk
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Schwandorf
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Redwitz (nur in der EC-Analyse)\*

\* = manuelle Anpassung nach automatisierter Optimierung für die EC-Analyse unter Verstufung der PSTs in Hradec (-2) und Mikulowa (-1)

# Berücksichtigte topologische Maßnahmen in t+2

- 220-kV-Stromkreis Ludersheim – Sittling ausgeschaltet
- 220-kV-Stromkreis Trennfeld – Raitersaich ausgeschaltet
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Irsching
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Paffendorf
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Kusenhorst
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Gersteinwerk
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Sittling
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in St. Peter
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Altheim
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Pasewalk
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Schwandorf
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Vierraden
- Öffnen der 220-kV-Kupplung in Sottrum
- Öffnen der 380-kV-Kupplung in Lambsheim (nur in der EC-Analyse)