

# Executive Summary Langfristanalysen 2016

Ergebnisse vom 30.11.2016



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

## 1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

---

## 2. Analyseergebnisse

---

## 3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

---

## 4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

---

# Langfristanalysen – Untersuchungsdesign

2022/23 (t+7)	Markt	Netz												
Eingangsparameter	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vollständiger Kernenergieausstieg</li> <li>- Leichter Rückgang fossiler Kraftwerke</li> <li>- EEG 2017 inkl. vorl. Netzausbauggebiet</li> <li>- Steigerung Exportkapazität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fortschritt Netzausbau</li> <li>- Ausweitung FLM/ HTLS</li> <li>- Phasenschieber-/HGÜ-Einsatz</li> </ul>												
Analysen	<p style="text-align: center;"><b>2 Szenarien</b> <u>Export Richtung Süd(ost)-Europa</u></p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>BNetzA</th> <th>ÜNB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DE-AT</td> <td>4,0 GW</td> <td>5,5 GW</td> </tr> <tr> <td>DE-CH</td> <td>1,6 GW</td> <td>2,7 GW</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="border-top: 1px solid black;">5,6 GW</td> <td style="border-top: 1px solid black;">8,3 GW</td> </tr> </tbody> </table>		BNetzA	ÜNB	DE-AT	4,0 GW	5,5 GW	DE-CH	1,6 GW	2,7 GW		5,6 GW	8,3 GW	<p style="text-align: center;"><b>2 Methoden</b> <u>Redispatch*-Reihenfolge</u></p> <p style="text-align: center;"><b>RD-Methode 1</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Markt-KW DE</li> <li>2. Ausland</li> </ol> <p style="text-align: center;"><b>RD-Methode 2</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Markt-KW DE</li> <li>2. <i>Reserve aus sonst stillgelegten Bestandsanlagen in Süd-DE</i> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 1,4 GW</li> <li>2. 3,7 GW</li> </ol> </li> <li>3. Ausland</li> </ol>
	BNetzA	ÜNB												
DE-AT	4,0 GW	5,5 GW												
DE-CH	1,6 GW	2,7 GW												
	5,6 GW	8,3 GW												

\* Redispatch wird im Folgenden mit RD abgekürzt.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign
- 2. Analyseergebnisse**
3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)
4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

# Übersicht über die durchgeführten Netzanalysen

		Grenzsituation „Starkwind/-last“	Jahreslauf
<b>BNetzA-Szenario</b>	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
<b>ÜNB-Szenario</b>	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
	RD-Methode 2: 1,4 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	
	RD-Methode 2: 3,7 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	



Bestimmung des RD-Bedarfs (GW)  
jeweils für die Optionen der  
Bedarfsdeckung



Aussagen zur RD-Energie (GWh)  
jeweils für die Optionen der  
Bedarfsdeckung

**Hypothese: Szenario und RD-Methode haben eine Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!**

# Übersicht über die Ergebnisse der Netzanalysen

		Grenzsituation „Starkwind/-last“ Angaben in [GW]	Jahreslauf Angaben in [TWh]
<b>BNetzA-Szenario</b>	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1)= 11,1 / EC= 12,4	5,0
<b>ÜNB-Szenario</b>	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1)= 12,6 / EC= 13,9	6,4
	RD-Methode 2: 1,4 GW Reserve in Süd-DE	12,5	
	RD-Methode 2: 3,7 GW Reserve in Süd-DE	12,8	



Die Optionen der Bedarfsdeckung  
(Reserve in DE / Ausland)  
sind gleichwertig.

***Ergebnis 1: Die Auswahl des Szenarios hat signifikante Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!***

***Ergebnis 2: Die Auswahl der RD-Methode hat keine signifikante Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!***

# Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

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

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)	ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)		
RD-Methode	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 2 Mit 1,4 GW Reserven	RD-Methode 2 Mit 3,7 GW Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	2,8	2,9	2,7
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,8	9,6	10,1
<b>Summe <u>negativer</u> RD</b>	<b>11,1</b>	<b>12,6</b>	<b>12,5</b>	<b>12,8</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	5,7	5,6	5,5
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE	--	--	1,4 (max.)	3,6*
Pos. RD im Ausland	4,9	6,9	5,5	3,7
<b>Summe <u>positiver</u> RD</b>	<b>11,1</b>	<b>12,6</b>	<b>12,5</b>	<b>12,8</b>

\*Aufgrund lokaler Netzengpässe kann das KW Ingolstadt nicht vollständig einspeisen

# Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

Übersicht der Ergebnisse unter Berücksichtigung Exceptional Contingencies, (Angaben in GW)

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)		ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)	
	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	3,0	2,8	4,6
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,4	9,8	9,3
<b>Summe <u>negativer RD</u></b>	<b>11,1</b>	<b>12,4</b>	<b>12,6</b>	<b>13,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	6,5	5,7	6,1
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE*	--	--	--	--
Pos. RD im Ausland	4,9	mind. 5,9	6,9	mind. 7,8
<b>Summe <u>positiver RD</u></b>	<b>11,1</b>	<b>12,4</b>	<b>12,6</b>	<b>13,9</b>

\* In den Berechnungen der E.C.s wurden keine Reserven aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE unterstellt

# Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (1/2)

## ***Stromhandel und Lastflusssituation (Szenario)***

- Eine höhere Handelskapazität nach Österreich und der Schweiz im ÜNB-Szenario (8,2 GW) führt gegenüber der stärkeren Handelsbeschränkung im BNetzA-Szenario (5,6 GW) zu einem höheren Transitfluss von Skandinavien durch Deutschland nach Zentraleuropa.
- Der höhere Import aus Skandinavien (+1,7 GW) im ÜNB-Szenario hat eine zusätzliche Abregelung von Windeinspeisung in DE in gleicher Größenordnung zur Folge

## ***Einfluss der RD-Methode (Einsatzreihenfolge)***

- Marktkraftwerke tragen in DE mit 5,5 – 6 GW zum Redispatch bei. Hierbei wird auch wie in den bisherigen Bedarfsanalysen (v.a. BA2016) das marktbasierete RD-Potenzial in Süd-DE vollständig eingesetzt.
- Das Redispatchpotenzial im Ausland kann rein zahlenmäßig den verbleibenden RD-Bedarf decken.
- Der Einsatz von zusätzlichen Reserven aus eigentlich stillgelegten Kraftwerken in Süd-DE substituiert im Wesentlichen den ausländischen RD-Bedarf.

# Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (2/2)

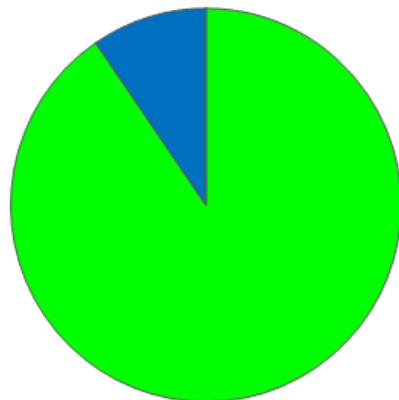
## ***Betrachtung zu Exceptional Contingencies***

- Erste Untersuchungen systemrelevanter Mehrfachausfälle (Exceptional Contingencies) zeigen unabhängig der Einsatzreihenfolge und unabhängig des zugrunde liegenden Szenarios einen zusätzlichen RD-Bedarf von rd. 1,3 GW.
- Dabei ist zu beachten, dass es sich bei den Exceptional Contingencies um eine besondere Form der systemrelevanten Mehrfachausfälle handelt, nämlich um Fehler, die in einem besonderen, prognostizierbaren Falle (Sturm/ Orkan) mit einer signifikant höheren Wahrscheinlichkeit von Fehlern mittels präventivem Redispatch zu besorgen sind.

# Energiemengenbetrachtung der Bedarfsdeckungsoptionen

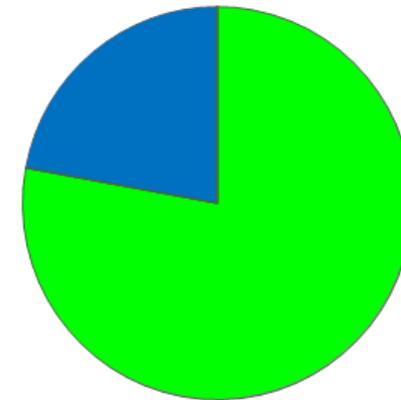
ÜNB- und BNetzA-Szenario, RD-Methode 1 (ohne Reserven), Ergebnisse im (n-1)-Fall

BNetzA-Szenario



● Hochfahren Marktkraftwerke im Ausland  
● Hochfahren Marktkraftwerke in DE

ÜNB-Szenario



	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4.852
Pos. RD im Ausland	512
<b>Summe positiver RD</b>	<b>5.031</b>

	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5.295
Pos. RD im Ausland	1.504
<b>Summe positiver RD</b>	<b>6.434</b>

- Die Höhe der RD-Energie ist direkt abhängig von der Auswahl des Szenarios.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzengpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE.

# Zwischenfazit zur Energiemengenbetrachtung

- Die gesamte RD-Energie ist im ÜNB-Szenario höher als im BNetzA-Szenario.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzengpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE (BNetzA-Szenario: ~96%, ÜNB-Szenario: ~82%).

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign
2. Analyseergebnisse
3. **Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)**
4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

# Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

## Zusammenfassung:

- Eingangsdaten DE:
  - In Folge des Kernenergieausstiegs ist in t+7 insbesondere in Süd-DE die installierte Leistung um rd. 2,8 GW geringer.
  - In t+7 ist insbesondere in Nord-DE ist die installierte Leistung aus Wind (Onshore/Offshore) höher.
  - Beim Vergleich der installierten Leistungen DE zw. t+6 und t+7 bleibt das Ungleichgewicht zw. Nord-DE und Süd-DE in vergleichbarer Größenordnung bestehen.
- Eingangsdaten Ausland:
  - Geringere konventionelle installierte Leistung (insbes. KKW und BK) im Ausland in t+7
  - Identischer konventioneller Kraftwerkspark in AT in beiden Zeithorizonten
  - Keine signifikanten Unterschiede der installierten EE-Leistung im Ausland (in t+7 leicht höher)
- Netzausbau:
  - Der Netzausbauzustand in t+6 und t+7 unterscheidet sich nur marginal.

## Schlussfolgerung:

Die Unterschiede in den energiewirtschaftlichen Eingangsdaten bei vergleichbarem Netzausbauzustand in t+6 und t+7 lassen die Schlussfolgerung zu, dass insbesondere in der GS „Starklast/Starkwind“ der Gesamt-Redispatch in t+6 nicht höher ausfallen wird als in t+7.

→ Die indikative Betrachtung für t+6 erlaubt eine ausreichende Bewertung im Hinblick auf die Zielgröße „Höhe Gesamt-Redispatch“

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

---

2. Analyseergebnisse

---

3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

---

4. **Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende**

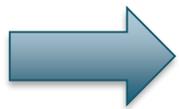
---

# Einordnung der Ergebnisse in den Kontext (1/2)

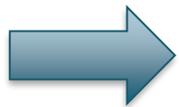
- Die Prämissen der zugrundeliegenden Analysen sind mit signifikanten Unsicherheiten verbunden und erfassen keine außergewöhnliche Ereignisse mit großen Tragweiten (z. B. aktueller Anlass: hohe Nichtverfügbarkeiten französischer KKW, Gasknappheiten, Stilllegungswellen...)
  - Allein die gestiegene Abhängigkeit der Schweiz von Stromimporten aus Mittel- und Nordeuropa wurde untersucht und ergab einen Anstieg des RD-Bedarfs um 1,5 GW
- Der Erhalt der (n-1)-Sicherheit mittels präventivem Redispatch erfordert weiterhin netz- und marktbezogene Gegenmaßnahmen in erheblichem Umfang (11 bis 13 GW maximaler RD-Bedarf und ca. 3.000 engpassbehaftete Stunden im Jahreslauf).
  - Die Bewertung der Systemsicherheit über die beobachtete „(n-1)-Sicherheit“ hinaus ist ohne die Berücksichtigung besonderer singulärer Anforderungen (z.B. Sonderschaltungen, Knappheit im Ausland, etc.) nicht möglich.
  - Ferner erscheint es angesichts der Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes in Verbindung mit dem bei hohem präventivem Redispatch vollständigen Einsatz freier Kraftwerksleistung in Süd-DE notwendig, eine gesonderte Untersuchung vorzunehmen, die überprüft, ob und wenn ja, mit welchem Bedarf an kurzfristigen Gegenmaßnahmen das Netz im Falle von unplanbaren Einfach- und Mehrfachfehlern vor unangemessenen Überlastungen und damit Störungen geschützt werden kann.

## Einordnung der Ergebnisse in den Kontext (2/2)

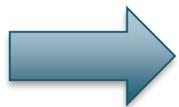
- Höhere Handelsflüsse im Vergleich zu heute sind grundsätzlich physikalisch realisierbar, haben aber einen signifikanten Einfluss auf die Höhe des RD-Bedarfs.
- Eine signifikante Steigerung der Übertragungsfähigkeit ist möglich durch umfangreiche Netzausbaumaßnahmen inkl. der Ausnutzung der Potenziale von FLM bzw. HTLS.
- Zusätzlich kann der optimierte Einsatz der geplanten Phasenschiebertransformatoren bzw. HGÜ eine effizientere Nutzung der Übertragungskanäle sicherstellen.



*Fazit: Der Netzausbau wirkt und hat daher weiterhin höchste Priorität. Jegliche Ereignisse, die zu Verzögerungen im Vergleich mit den in den Langfristanalysen 2016 hinterlegten Annahmen zum Netzausbauzustand führen, wirken sich negativ auf den hier ermittelten Redispatchbedarf und die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aus.*



*Fazit: Durch die genannten netzseitigen Maßnahmen kann der RD-Bedarf auch mittelfristig auf den heutigen Umfang begrenzt werden, jedoch weiterhin mit einem relevanten Beitrag aus dem Ausland.*



*Fazit: Es ist erforderlich, in Zusatzanalysen den Bedarf an kurzfristigen Gegenmaßnahmen zu überprüfen.*