

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1		Executive	Summary
---	--	------------------	---------

- 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung
- 3. Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
- 4. Eingangsparameter
- 5. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
- 6. Marktsimulationen
- 7. Netzanalysen









2

Finale Ergebnisse der Systemanalysen 2016 (I/II)

Übersicht der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation "Starklast/Starkwind"

Zeithorizont	(t+1) 2016/17		(t+3) 2018/19			
Sensitivität	"Vierraden- Krajnik <u>ein</u> "	"Vierraden- Krajnik <u>aus</u> "	Basisfall	Inkl. EC	NTC DE/AT: 5,6 GW	RD-Kooperation DE/AT (100% ges. RD-Potenzial in AT)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	9,5 GW	3,4 GW	7,5 GW	9,5 GW	5,8 GW	6,7 GW
Neg. RD marktbasierter KW in DE	8,8 GW	6,7 GW	8,0 GW	7,0 GW	6,8 GW	7,4 GW
Summe <u>negativer</u> RD	18,3 GW	10,1 GW	15,5 GW	16,5 GW	12,6 GW	14,1 GW
Pos. RD marktbasierter KW in DE	9,5 GW	4,7 GW	9,2 GW	9,5 GW	10,7 GW	8,7 GW
Pos. RD ResKW in DE	3,9 GW ²	1,6 GW ²	4,0 GW ³	3,5 GW ³	1,9 GW ³	0,7 GW ³
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT ⁴	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	4,7 GW (max.)
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	3,8 GW	3,8 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
Mindestens notwendiges zusätzliches pos. RD-Potenzial im Ausland	1,1 GW	0,0 GW ¹	2,3 GW	3,5 GW	0,0 GW	0,0 GW
Summe <u>positiver</u> RD	18,3 GW	10,1 GW	15,5 GW	16,5 GW	12,6 GW	14,1 GW

⁴ In der GS Starklast/-wind sind keine RD-fähigen hydr. KW in AT im Pumpbetrieb.









¹ Exceptional Contingency (EC) Betrachtung führt zu keinem zusätzlichen Netzreservebedarf

² Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 4,5 GW, davon sind 1,5 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

³ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 5,3 GW, davon sind 2,3 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+3) angenommene ResKW.



Finale Ergebnisse der Systemanalysen 2016 (II/II)

Reservekraftwerksbedarf Winter 2016/17 (t+1) und Winter 2018/19 (t+3)

- Die Grenzsituation "Starklast/Starkwind" erweist sich in allen Zeithorizonten als die bedarfsdimensionierende
 Grenzsituation für die klassischen Wintermonate Oktober bis März
 - Für den Winter 2016/17 (t+1) wurde ohne Berücksichtigung der geplanten RD-Kooperation zwischen DE und AT zusätzlich zum im IBV 2015 kontrahierten Netzreservebedarf i.H.v. 3,8 GW ein Bedarf an ausländischer Netzreserve i.H.v. von rd. 1,1 GW ermittelt.
 - Dieser zusätzliche Bedarf entfällt bei Öffnung der 220-kV-Kuppelleitung Vierraden–Krajnik in Verbindung mit der Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa (PL) und Hradec (CZ), auch unter Berücksichtigung von Exceptional Contingencies (EC). Die bereits kontrahierten 3,8 GW Netzreserve im Ausland werden weiterhin benötigt.
 - Für den Winter 2018/19 (t+3) wurde ohne Berücksichtigung der geplanten RD-Kooperation zwischen DE und AT ein Bedarf an ausländischer Netzreserve i.H.v. 2,3 GW ermittelt. Unter Berücksichtigung der EC-Betrachtung erhöht sich in dieser Variante der ausländische Netzreservebedarf um zusätzliche 1,2 GW. Dieser Zeithorizont wurde erstmalig analysiert, daher stehen keine bereits im Rahmen eines IBV kontrahierten ausländischen Netzreserve-Kraftwerke zur Verfügung.









Einordnung der Ergebnisse in den Kontext der derzeit absehbaren Entwicklungen in (t+1) und (t+3)

(t+1)

Temporärer Rückgang des Bedarfs an gesicherter RD-Leistung im In- und Ausland

(t+1) 2016/17

- Baubedingte Ausschaltung der 220-kV-Kuppelleitung Vierraden-Krajnik im Winter 2016/17 nach Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa (PL)
- (Frühere) Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren an der Grenze DE/PL (Mikulowa) und DE/CZ (Hradec)
- Inbetriebnahme zweiter Stromkreis Südwest-Kuppelleitung
- Überführung eines Braunkohle-KW in die Sicherheitsbereitschaft (352 MW Buschhaus)

(t+3) 2018/19

- Ab Winter 2017/18 Inbetriebnahme der 380-kV-Kuppelleitung Vierraden-Krajnik
- Inbetriebnahme zusätzlicher Querregeltransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf
- Bisher nur geringer Umfang an Freischaltungen berücksichtigt (Freischaltplanung liegt noch nicht vor)
- Überführung weiterer Braunkohle-KW in die Sicherheitsbereitschaft (594 MW Niederaußem, 562 MW Frimmersdorf, 465 MW Jänschwalde)
- Steigender Import NL aus DE durch erhöhten NTC DE→NL (Realisierung Kuppelleitung Niederrhein - Doetinchem)









Einordnung der Ergebnisse in den Kontext der Entwicklungen der Energiewende (über (t+3) hinaus)



Erwarteter mittelfristiger Anstieg des Bedarfs an ges. RD-Leistung im In- und Ausland

- Die sich darstellende Entwicklung eines tendenziell rückläufigen Netzreservebedarfs bzw. geringerer maximaler RD-Leistungen ggü. den Bedarfsanalysen der Vorjahre bedeutet keine nachhaltige Entspannung im deutschen Übertragungsnetz. Vielmehr ist damit zu rechnen, dass der Netzreserve- bzw. RD-Bedarf in den Jahren nach 2018/19 aufgrund folgender Entwicklungen wieder ansteigen wird:
 - Kernenergieausstieg und damit verbunden ein erheblicher Rückgang von Kraftwerksleistung in Süd-DE
 - Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere von Windenergie in Nord-DE
 - Rückläufiges marktbasiertes RD-Potenzial in DE aufgrund von Stilllegungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten sowie begrenztes gesichertes marktbasiertes RD-Potenzial im Ausland insbesondere AT
 - Intensivierung des europäischen Stromhandels durch Inbetriebnahme weiterer grenzüberschreitender Leitungen, insbesondere nach Skandinavien, Belgien, Österreich und Polen.
 - Zunahme des Handelsüberschusses in der Grenzsituation "Starklast/Starkwind" DE
 - Winter 2015/16 (t+1)_{BA 2015}: 12,1 GW
 - Winter 2016/17 (t+1)_{BA 2016}: 12,9 GW
 - Winter 2018/19 (t+3)_{BA 2016}: 14,9 GW
- Des weiteren ist wichtig, festzuhalten, dass ein Rückgang bei der maximalen RD-Leistung nicht zwingend gleichzusetzen ist mit einem Rückgang der Gesamt-RD-Arbeitsmengen.











Alternativen zur Kontrahierung von Netzreserve im Ausland (I/II)

Realisierung der erweiterten RD-Kooperation DE/AT

Realisierung im Winter 2016/17

- Grundsätzlich reduziert die Realisierung der erweiterten RD-Kooperation DE/AT den Netzreserve- und RD-Bedarf.
- Für eine Einführung bereits zum kommenden Winter sind insbesondere stabile betriebliche Prozesse und regulatorisch-politische Grundlagen zu schaffen.
- In Abhängigkeit der noch ungeklärten Kostenaufteilung zwischen DE und AT könnte ein volkswirtschaftlich effizienter
 Beitrag zur Gewährleistung der Systemsicherheit geleistet werden.

Realisierung im Winter 2018/19

- Auf die Kontrahierung ausländischer Netzreserve kann komplett verzichtet werden, wenn in AT ein hinreichendes gesichertes Redispatchpotenzial von bis zu 4,7 GW erschlossen und mit APG vertraglich vereinbart werden kann. Damit wäre jedoch das gesicherte RD-Potenzial in AT auch langfristig vollständig ausgeschöpft.
- Damit verbunden sind einerseits eine gewisse Abhängigkeit von der österreichischen Energiewirtschaft und Energiepolitik und andererseits die Relativierung des in Deutschland zur Verfügung stehenden Potenzials an Gegenmaßnahmen:
 - Mögliche Verdrängung von Reservekraftwerken in Süd-DE
 - Mögliche Auswirkungen auf einen Bedarf an Neubau von bis zu 2 GW Netzreserve-KW in Süd-DE











Alternativen zur Kontrahierung von Netzreserve im Ausland (II/II)

Realisierung Engpassmanagement an der Grenze DE/AT

NTC DE/AT für den Winter 2018/19

- Auf die Kontrahierung ausländischer Netzreserve kann komplett verzichtet werden, wenn an der Grenze DE/AT ein wirksames präventives Engpassmanagement eingeführt wird.
- Damit würde die Abhängigkeit von der österreichischen Energiewirtschaft und Energiepolitik im Vergleich zur erweiterten RD-Kooperation DE/AT sinken.
- Aus Sicht der ÜNBs sprechen erhebliche betriebliche Vorteile/geringere Risiken für diese Lösung.











Fazit der Systemanalysen 2016

- Trotz eines weiteren Anstiegs der Nord-Süd-Übertragungsaufgabe sinkt der Bedarf an gesicherter Redispatch-Leistung und Reservekraftwerken temporär aufgrund der vorgenannten Effekte.
- Hiermit ist jedoch keine nachhaltige Entspannung der Situation im deutschen Übertragungsnetz verbunden. Es ist zu erwarten, dass auch nach 2018/19 ein erheblicher Bedarf an gesicherter RD-Leistung/Netzreserve in DE besteht (vgl. Ergebnisse Systemanalysen 2015).
- Die D-ÜNB sind deshalb und aufgrund der Erfahrungen der letzten Jahre dazu angehalten, die Systemsicherheit mittels Vorhaltung / Erschließung gesicherter RD-Leistung im In- und Ausland zu gewährleisten. Dabei sind folgende Alternativen zu berücksichtigen und in ihren Vor- und Nachteilen zu bewerten:
 - Die Kontrahierung von zusätzlicher **Netzreserve im Ausland** ist für den betrachteten Zeithorizont 2016/17 nicht notwendig. Auch für den Zeithorizont 2018/19 erscheint eine Kontrahierung von Netzreserve im Ausland derzeit nicht zwingend erforderlich, gleichwohl sie prinzipiell eine valide Option darstellt. Mit einem flexibleren, von Effizienzkriterien geprägten Einsatzregime der Netzreserve würden sich ökonomische Effizienzpotenziale ergeben. Voraussetzung hierfür wäre eine geringfügige Anpassung der geltenden rechtlichen Bestimmungen.
 - Die ÜNB empfehlen im Sinne einer tragfähigen und effizienten Absicherung des deutschen Übertragungsnetzes die Realisierung der erweiterten RD-Kooperation DE/AT. Dabei ist zu beachten, dass damit für die Gewährleistung der Systemsicherheit in DE Abhängigkeiten vom Ausland bewusst in Kauf genommen werden sowie potenzielle Substitutionseffekte mit Süd-DE Reservekraftwerken besteht.
 - Die ÜNB sehen als ebenso wirksame wie effiziente Maßnahme die Einführung eines **Engpassmanagements an der Grenze DE/AT**. Dabei sind ebenfalls Substitutionseffekte von Reservekraftwerken in Süd-DE zu beachten. Aus Sicht der ÜNBs sprechen erhebliche betriebliche Vorteile/geringere Risiken für diese Lösung.
- Trotz der geschilderten Optionen darf die Erhaltung von Netzreservekapazitäten in DE selbst nicht von vornherein in Frage gestellt oder gar ausgeschlossen werden. Im Gegenteil: Die Netzreservekapazitäten müssen insbesondere im Hinblick auf Vorlaufzeiten und mögliche regionale Engpässe optimiert werden, was auch eine Erneuerung/Substitution durch Neubauanlagen nicht ausschließt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden bis Ende 2016 anhand von Langfristanalysen quantitative Erkenntnisse in Bezug auf den erwarteten Bedarf an Netzreserve in DE vorlegen.









Inhaltsverzeichnis / Gliederung

- 2. Aufgabenstellung und Zielsetzung
- 3. Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
- 4. Eingangsparameter
- 5. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
- **6.** Marktsimulation
- 7. Netzanalysen









Die Systemanalysen dienen der Ermittlung des Reservekraftwerkbedarfs in zwei ausgewählten Zeithorizonten

(t+1) (t+3)

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 2016/17 (t+1)
 - Winter 2018/19 (t+3)
- 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 Systemanalysen 2016
- 4. Eingangsparameter
- 5. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
- **6.** Marktsimulation
- 7. Netzanalysen









Die Systemanalysen gliedern sich in vier Phasen

Prozessübersicht

Abstimmung Eingangsparameter Übergabe Ergebnisse

Abstimmung mit BNetzA

Eingangsparameter

- Ermittlung / Bestimmung wesentlicher fundamentaler Eingangsparameter
- Festlegung der Analysemethodiken

Parametrierung Grenzsituationen

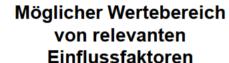
- Erfahrungswertbasierte Grenzsituationen
- Zusätzliche, detaillierte Voruntersuchungen
- Festlegung relevanter Auswahlkriterien für synthetische Zeiträume
- Festlegung der Zeiträume (Woche/ Stunde)

Marktsimulation

- Berechnung von kritischen Erzeugungssituationen mithilfe eines europäischen Marktmodells
- Validierung intern und mit ausländischen ÜNB

Netzanalysen

- Simulation von Gegenmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen
 - Einhaltung (n-1)-Kriterium
 - Einhaltung
 Spannungsprofile
 - Berücksichtigung Exceptional Contingencies (EC)



Mögliche kritische Kombination von relevanten Einflussfaktoren Kraftwerkseinsatz und Handelsbilanzen Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial



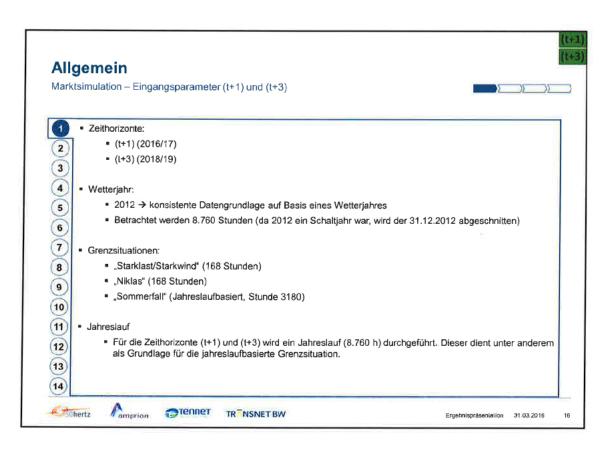




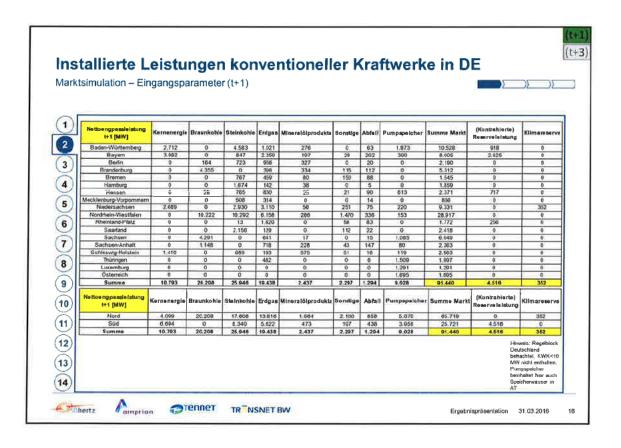


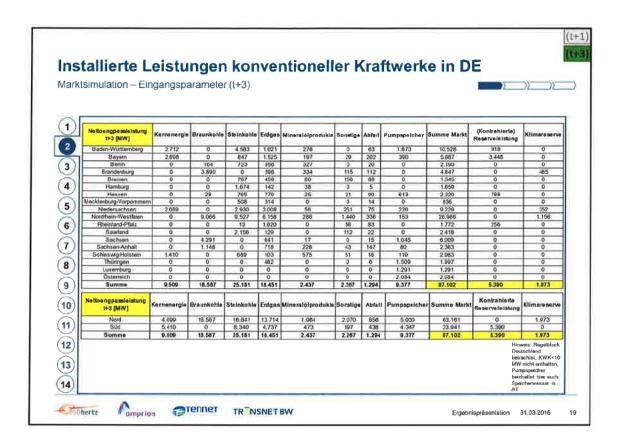


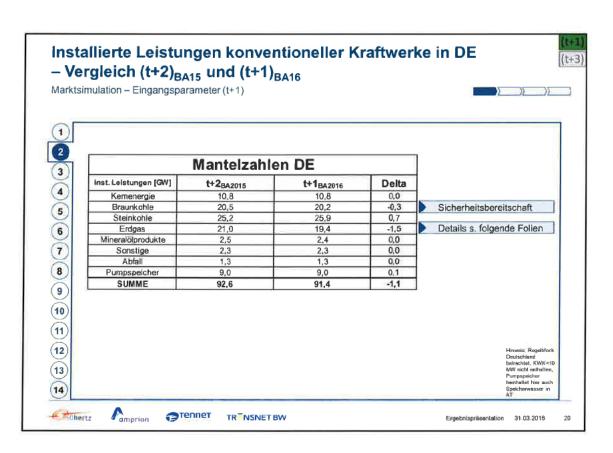


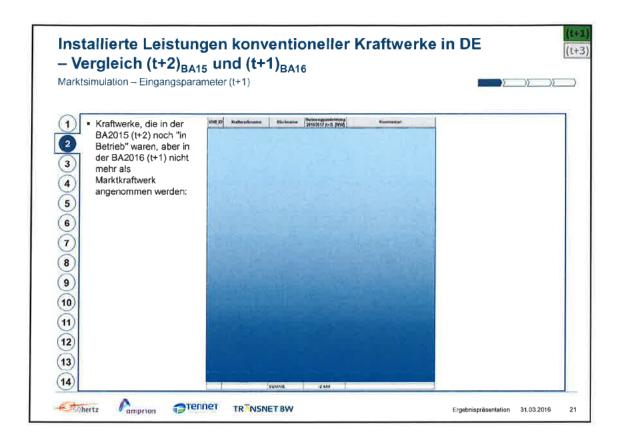




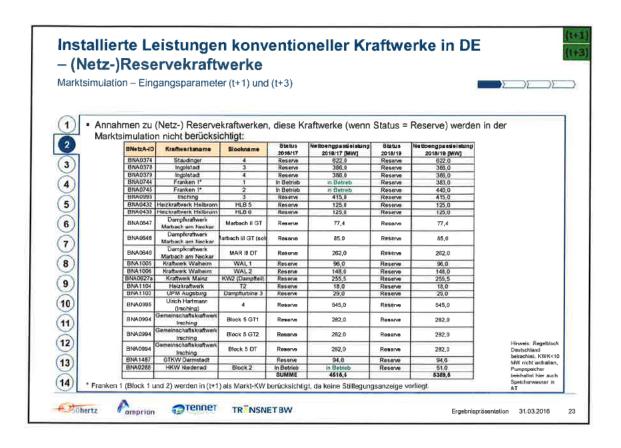


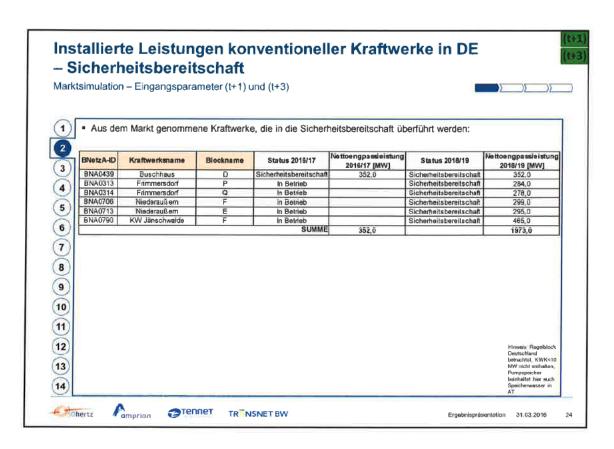


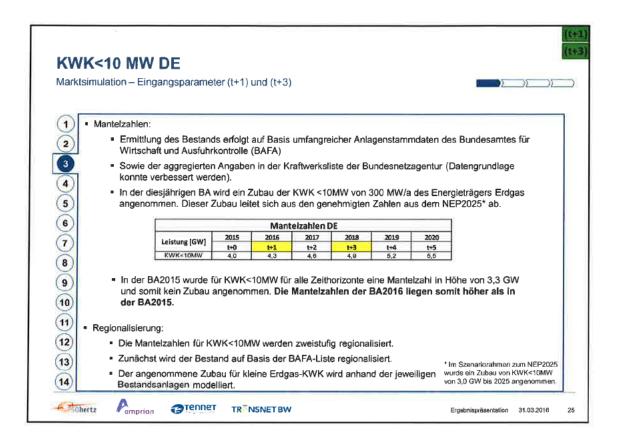


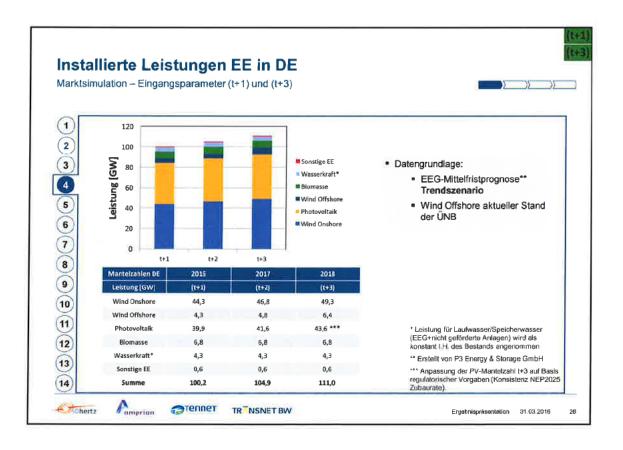


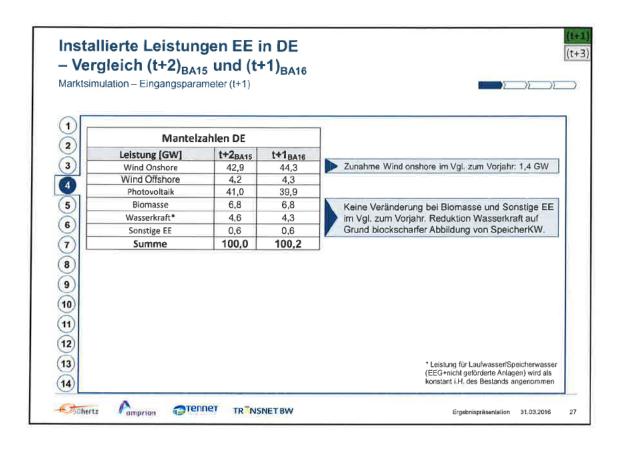


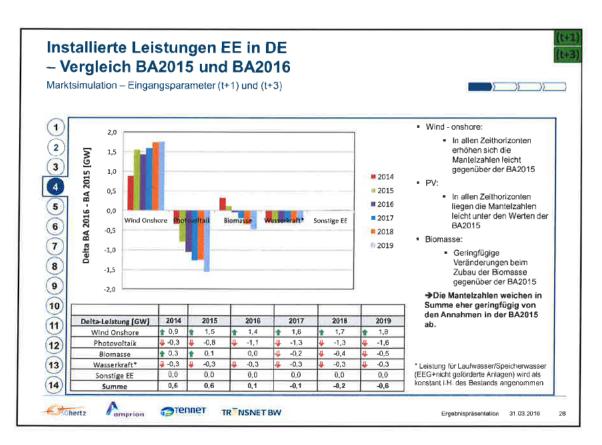


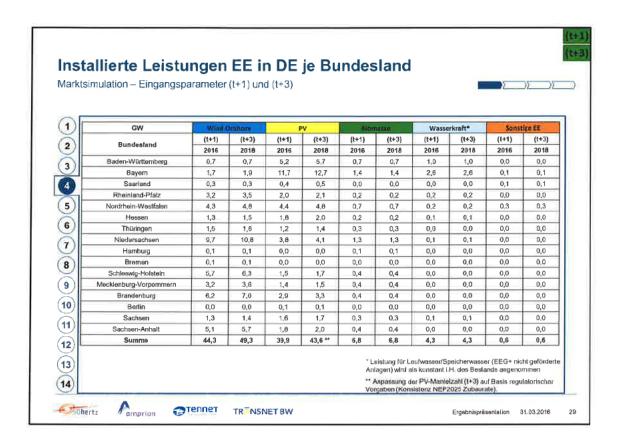


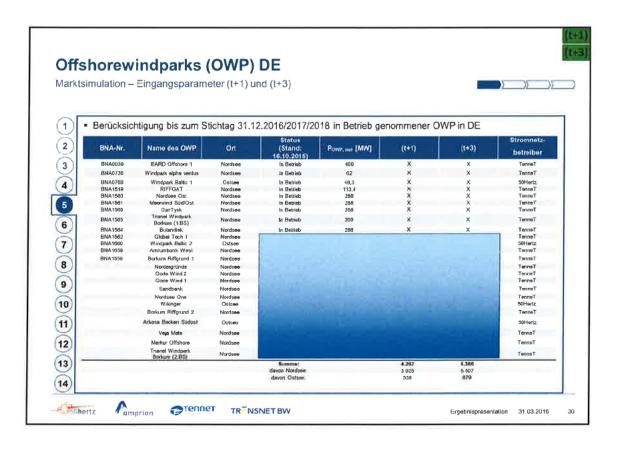


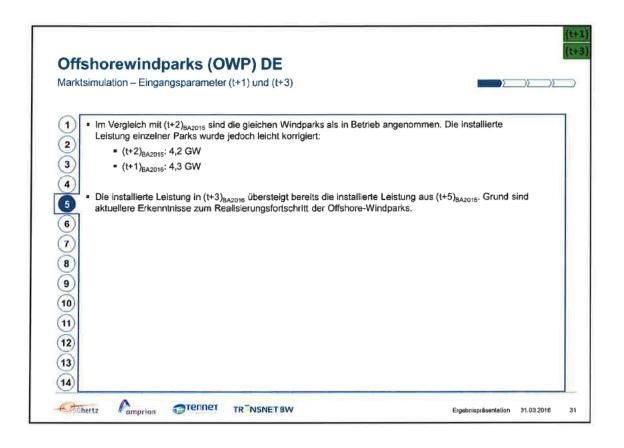


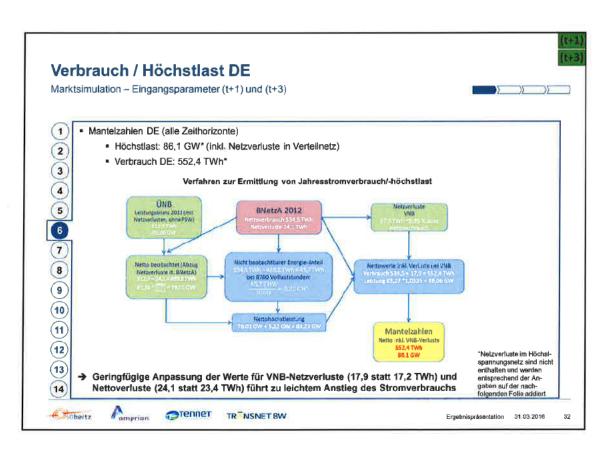


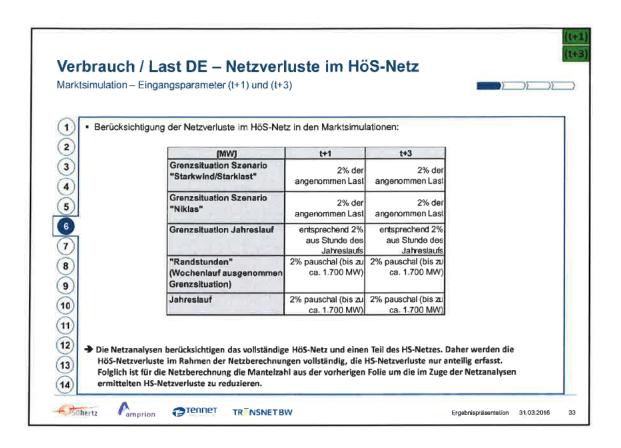


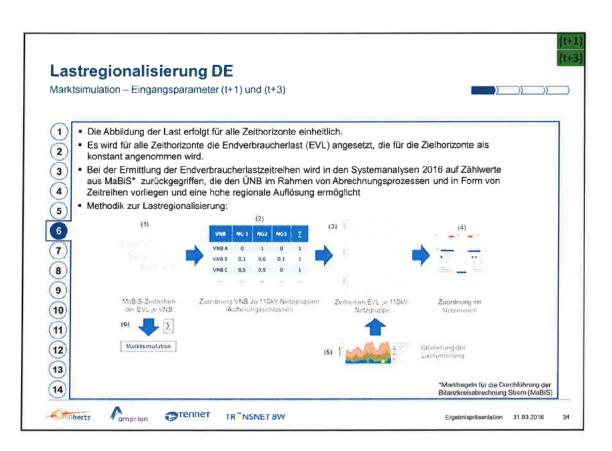


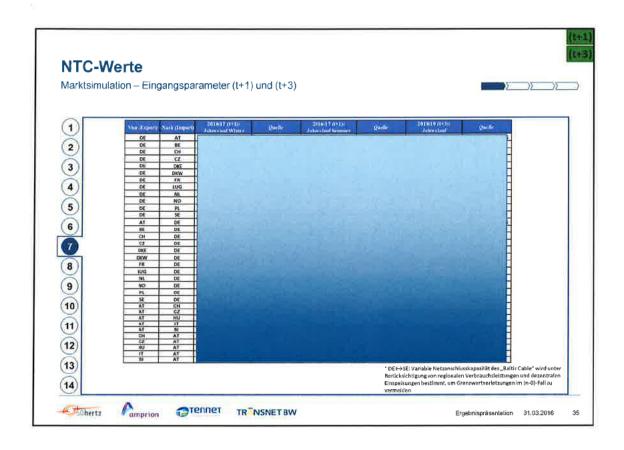


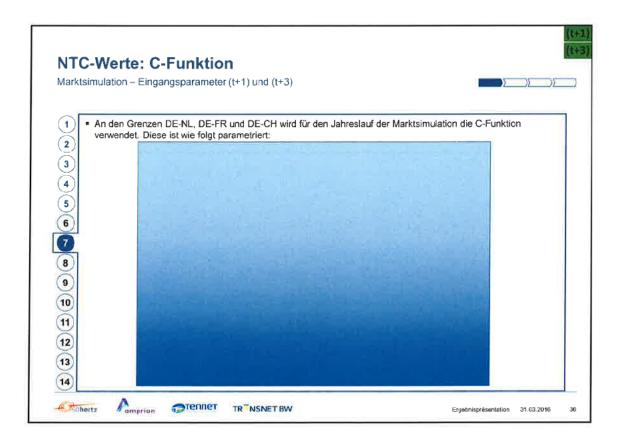


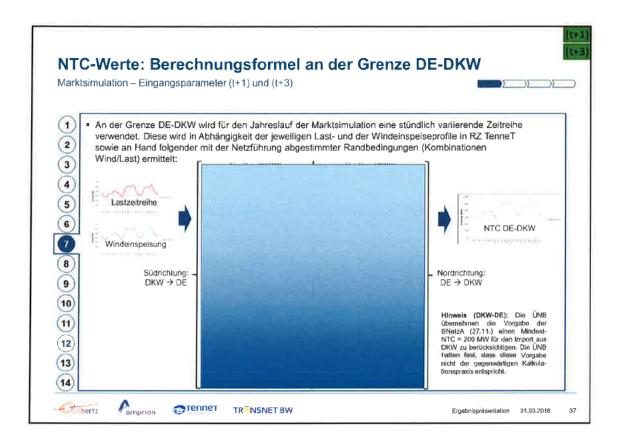


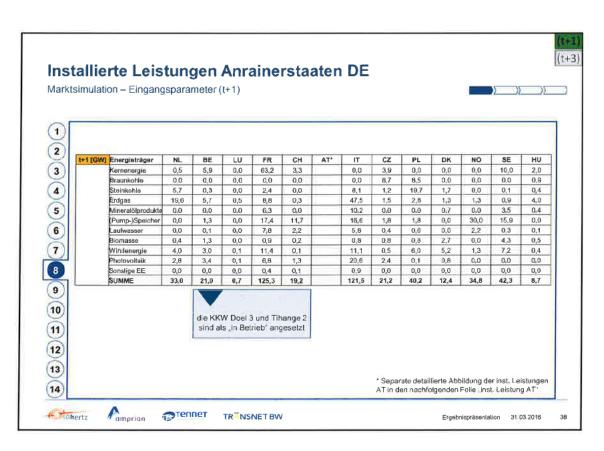


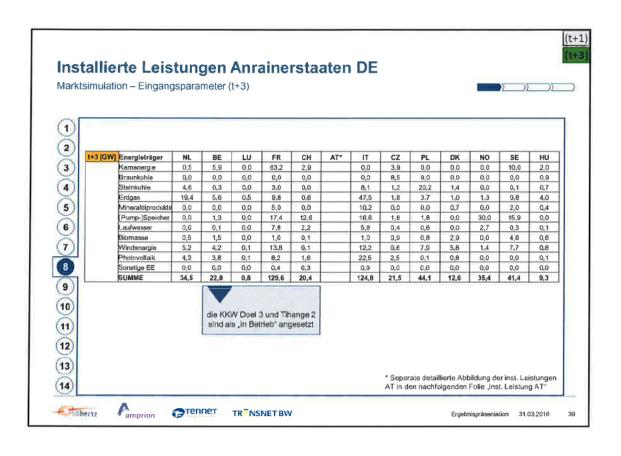


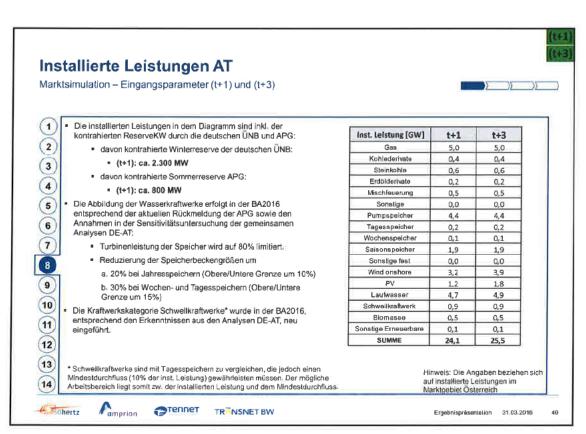


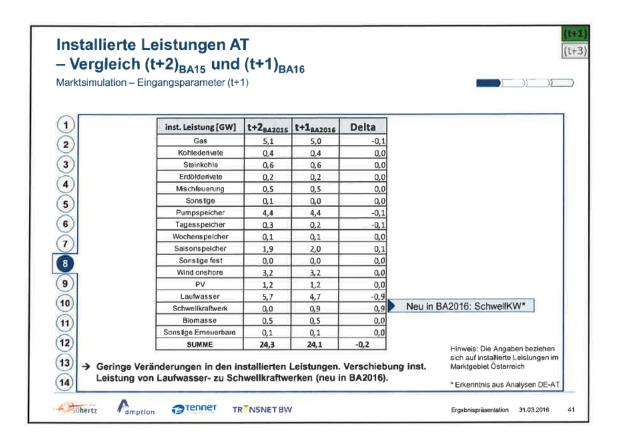


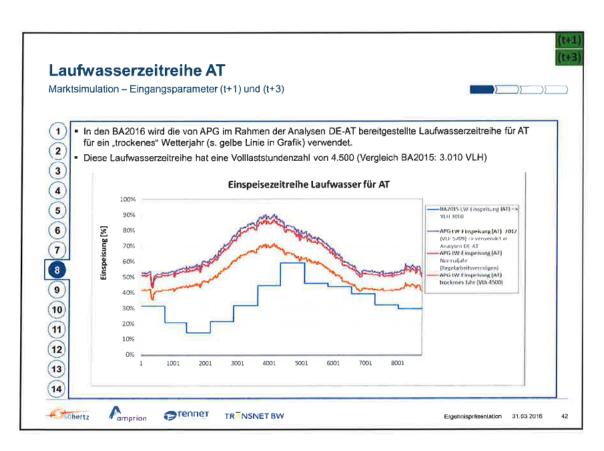


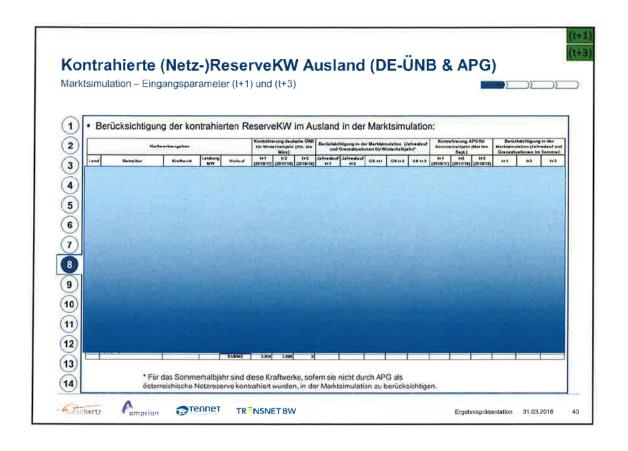


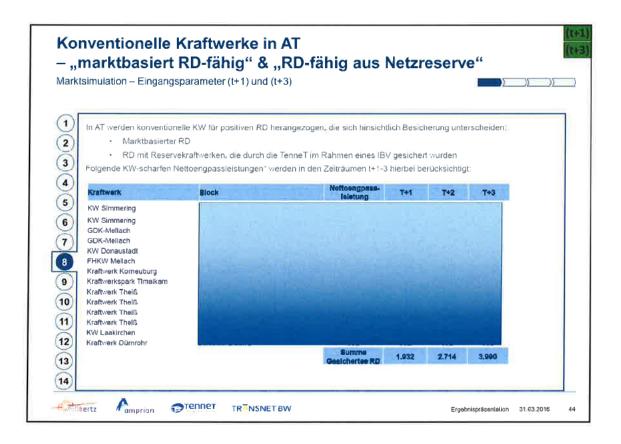


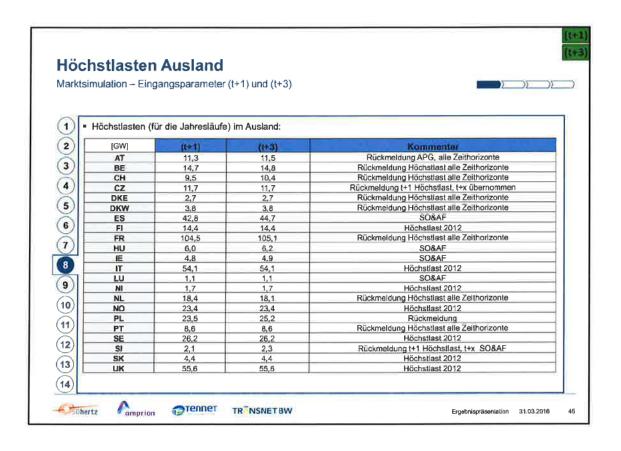


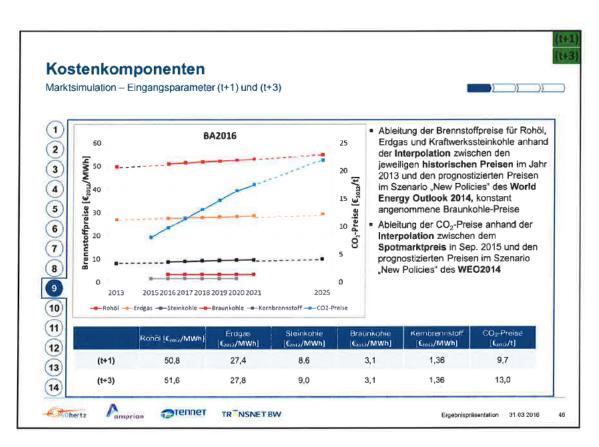


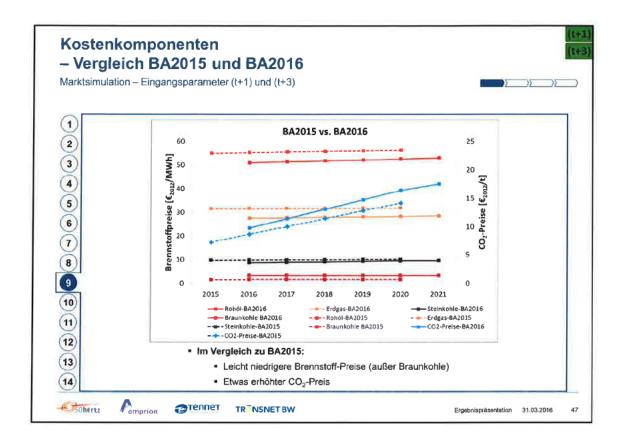




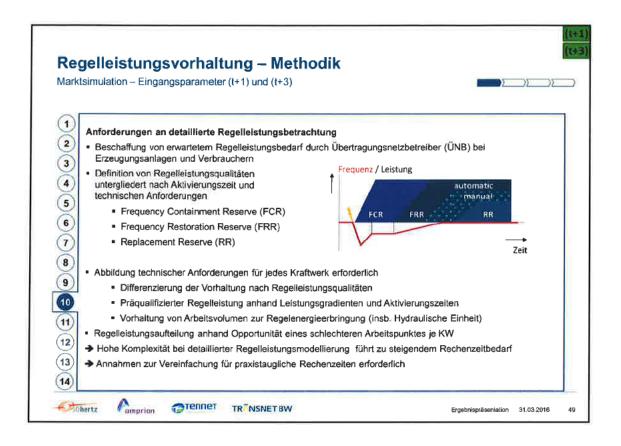


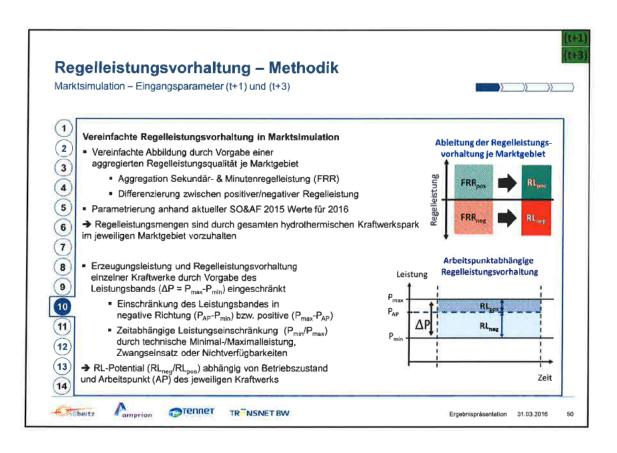


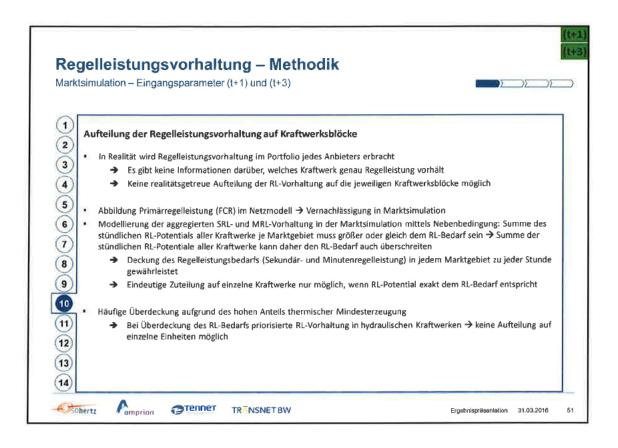






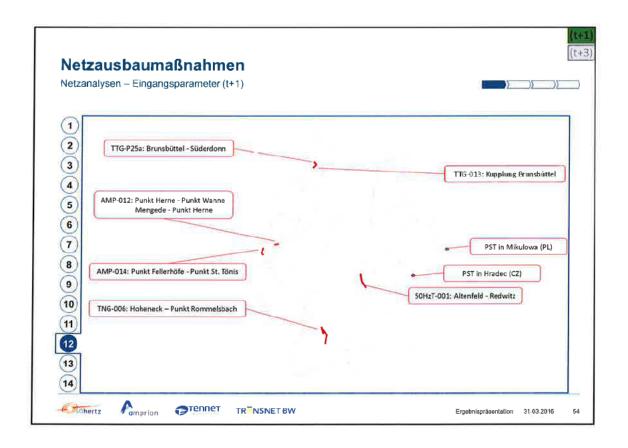


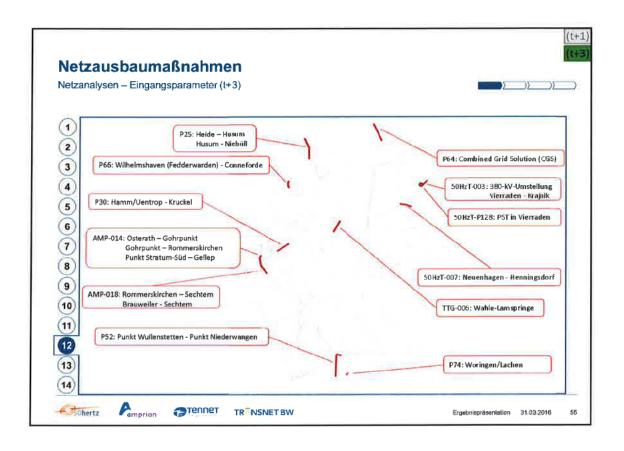


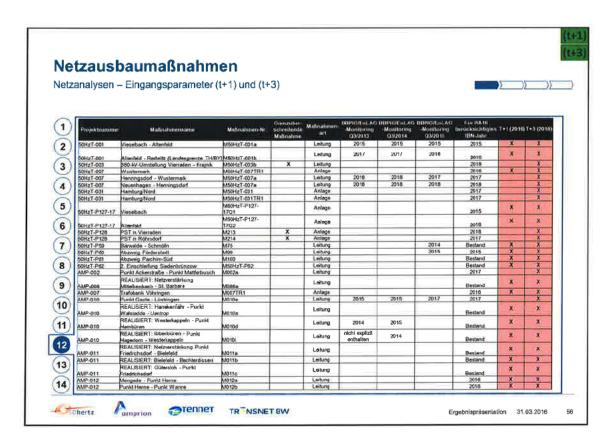


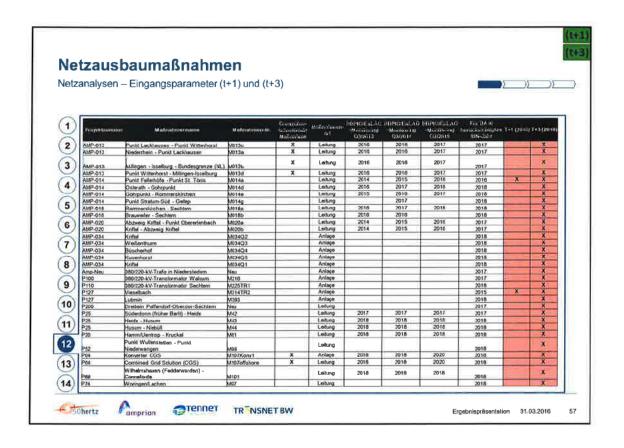


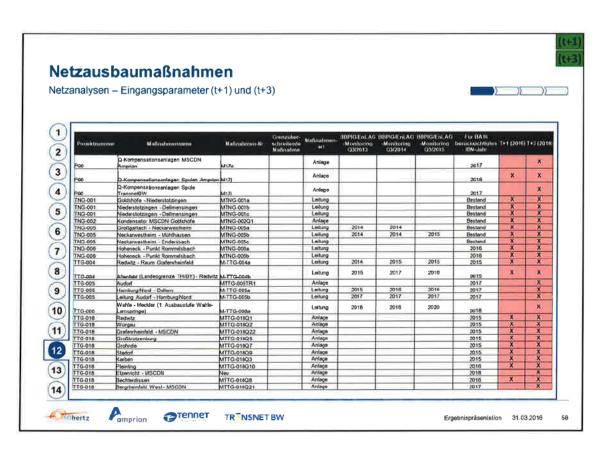


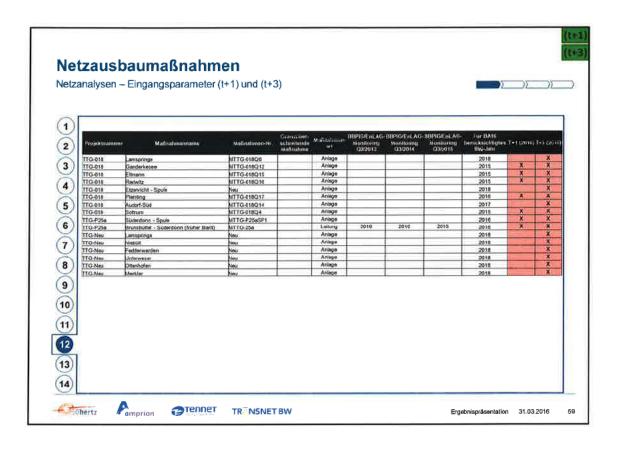


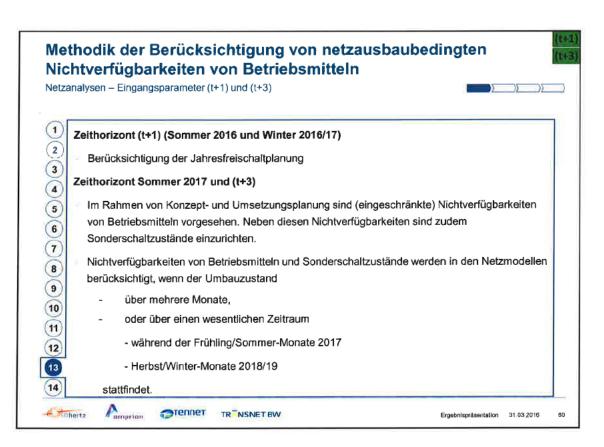




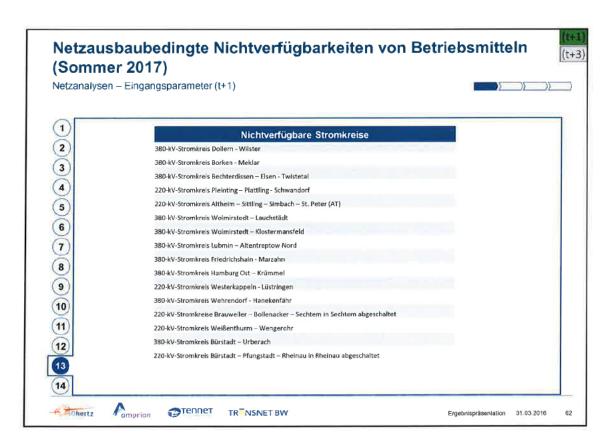




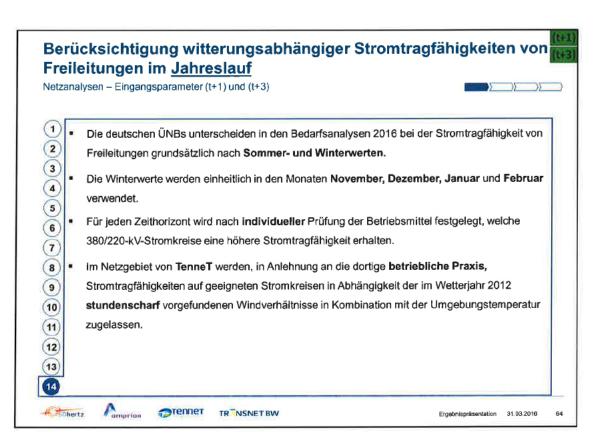


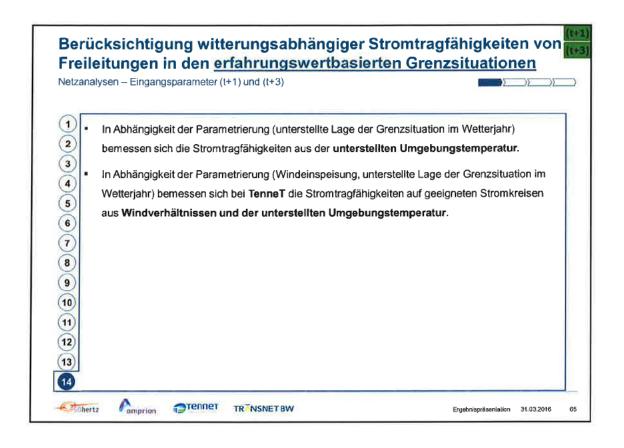






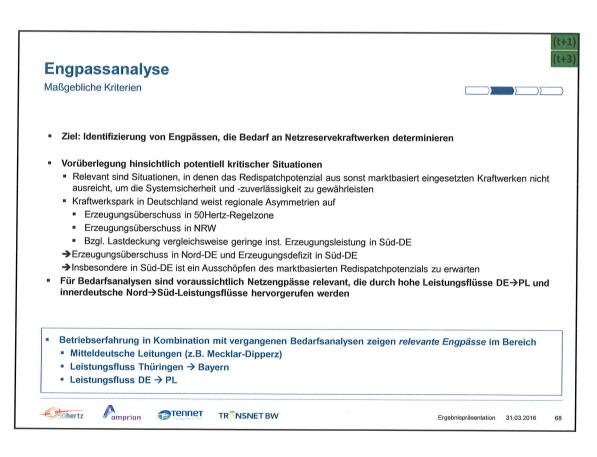


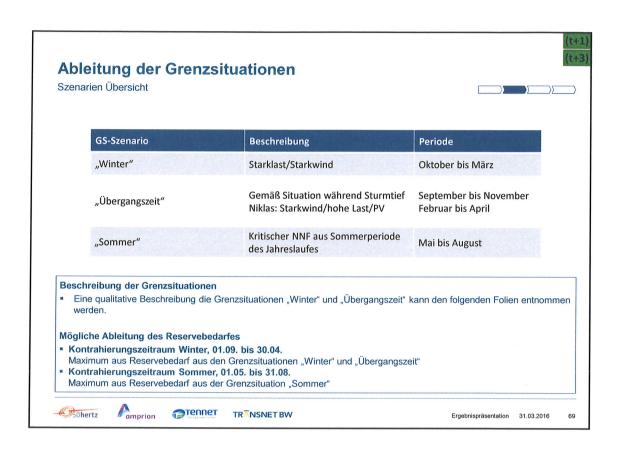


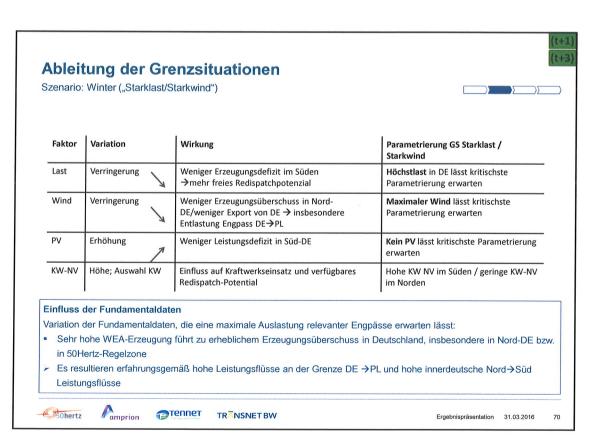






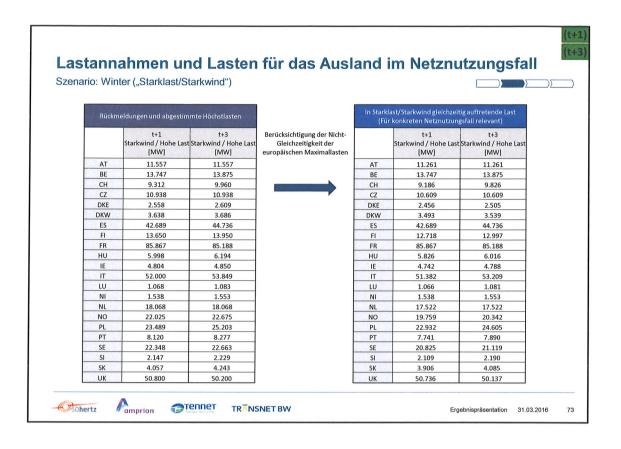


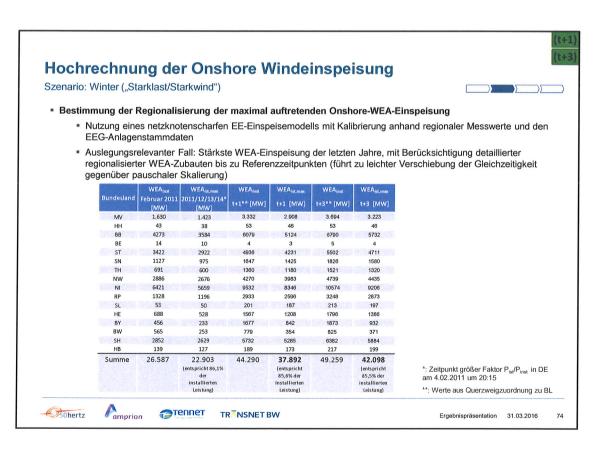


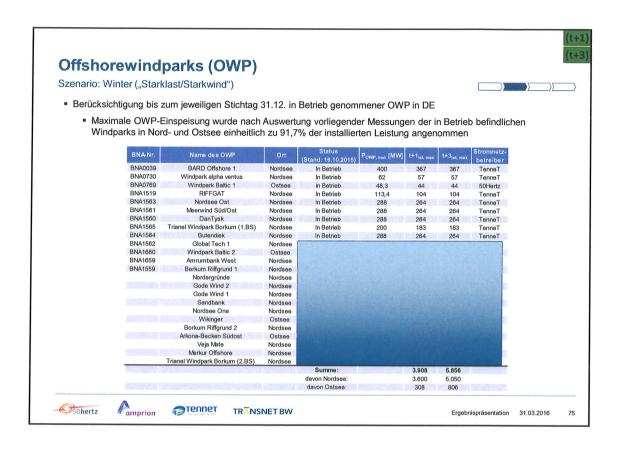














Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Übergangszeit ("Niklas")



Rückschau:

- Das Sturmtief "Niklas" lag im Zeitraum vom 30. März bis 2. April 2015 vor.
- Bezogen auf den max. RD-Einsatz (marktbasiert und Res-KW) insbesondere auch im Ausland können die kritischsten Stunden innerhalb der Starkwindfront (von ca. 30 GW, ca. 78% der inst. Leistung) vor allem durch folgende Kriterien definiert werden:
 - signifikante PV-Einspeisung von ca. 15 GW (ca. 40% der inst. Leistung)
 - Starklastsituation (Endverbraucherlast bis ca. 76 GW)
- Nach Marktschluss hätten sich ohne Gegenmaßnahmen folgende Werte eingestellt:
 - Export Deutschland: ca. 11 GW
 - Export DE→AT: ca. 6 GW
 - Import aus Skandinavien: ca. 0,6 GW







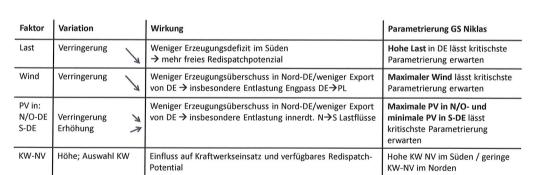
TR\(\bar{\sqrt}\) NSNET BW

Ergebnispräsentation 31.03.2016

77

Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Übergangszeit ("Niklas")



Einfluss der Fundamentaldaten

Variation der Fundamentaldaten, die eine maximale Auslastung relevanter Engpässe erwarten lässt:

- Sehr hohe WEA-Erzeugung führt zu erheblichem Erzeugungsüberschuss in Deutschland, insbesondere in Nord-DE bzw. in der 50Hertz-Regelzone
- Hohe PV-Einspeisung in Nord/Ost-DE bei gleichzeitig geringer PV-Einspeisung in Süd-DE führt zu zusätzlicher Belastung auf den relevanten Engnässen
- Hohe Last führt zu größerem Erzeugungsdefizit in Süd-DE
- ➤ Es resultieren erfahrungsgemäß hohe innerdeutsche Nord→Süd Leistungsflüsse und hohe Leistungsflüsse an der Grenze DE →PL



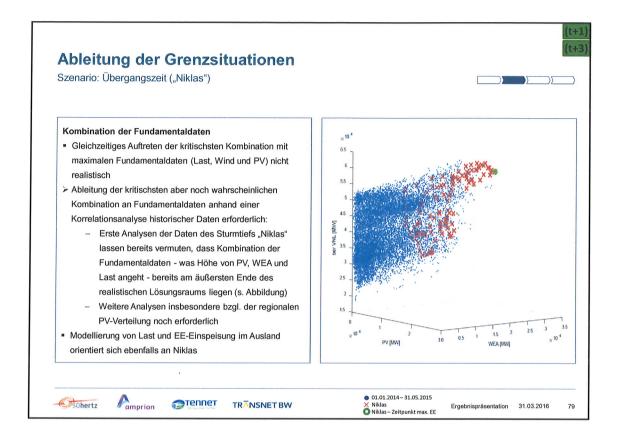




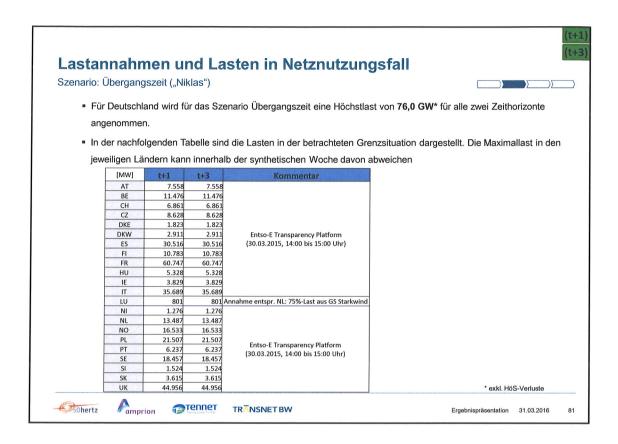
TR\(\bar{\sigma}\)NSNET BW

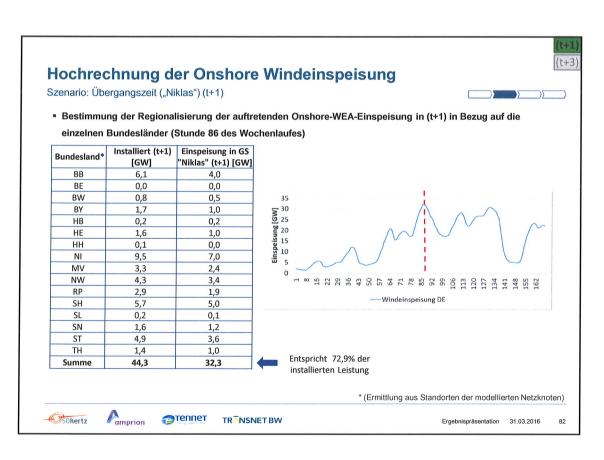
Ergebnispräsentation 3

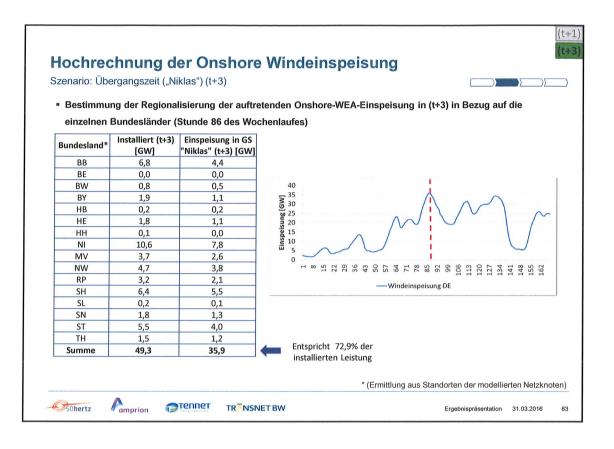
78











Auswertungen zur Offshore-Einspeisung

Szenario: Übergangszeit ("Niklas")



- Installierte Leistungen aus EEG Anlagenregister
- Bei den zum "Niklas"-Zeitpunkt bereits voll ausgebauten Offshore Windparks treten relative Einspeisungen zwischen 89,2 % - 99,4 % auf
- Die installierten Leistungen der Offshore Windparks die zum "Niklas"-Zeitpunkt noch in Betrieb genommen wurden verändern sich innerhalb eines halben Monats so schnell, dass eine Aussage über die relative Einspeisung nur schwer getroffen werden kann
- Für Offshore Windparks die zum "Niklas"-Zeitpunkt noch in der Inbetriebnahme waren, ist es aussagekräftiger die Einspeisung zum "Niklas"-Zeitpunkt mit der bis zu diesem Zeitpunkt maximal aufgetretenen Einspeisung zu vergleichen
- Bei einem Vergleich mit den bis zum "Niklas"-Zeitpunkt aufgetretenen Einspeisungen liegen die Offshore Windparks zwischen 63,1 % - 99,5 %

"Fild BARD ** Ventus Borkum Borkum Butendiek Dan Tysk Global Tech Meerwind Nordsee Ost Riffgat 1 Baltic 1 Borkum Borkum Ist-Einspeisung Niklas* [MW] 61 198 27 12 59 258 74 257 73 105 48 1173 zu Installier Leistung am 31.03.15 99.2% 99.0% 33.8% 43.8% 68.4% 89.7% 70.0% 89.2% 54.3% 92.9% 99.4% 81.8% 99,0% 89,2% zu Installier Leistung am 15.03.15 99,2% 41,6% 102,3% 164,1% 112,1% 91,9% 119,4% 92,9% 99,4% 98,1% zu max. Ist-Einspeisung bis 31.03.15 99,5% 99,3% 75,8% 63,1% 88,3% 94,0% 97,3% 94,6% 87,6% 96,1% 99,4% 94,1% bei Summe zeitungleiche Einspeisung ** Windnark BARD bekannte Teilnichtverfügb keit von 50%. Installierte Leist ına zu 50%

- Die Summe aller Offshore Einspeisung zum "Niklas"-Zeitpunkt beträgt 94,1 % der bis zu diesem Zeitpunkt zeitungleich maximalen aufgetretenen Einspeisung der Offshore Windparks
- Eine gleiche Offshore Einspeisung wie im SW/SL Szenario von 91,7% kann damit nach Einschätzung der ÜNB vertreten werden

* Auskopplungen aus dem Leitsystem (basierend auf 15 min Mittelwerten)



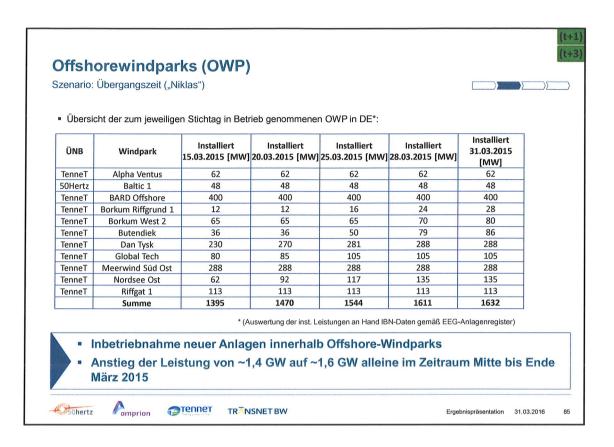


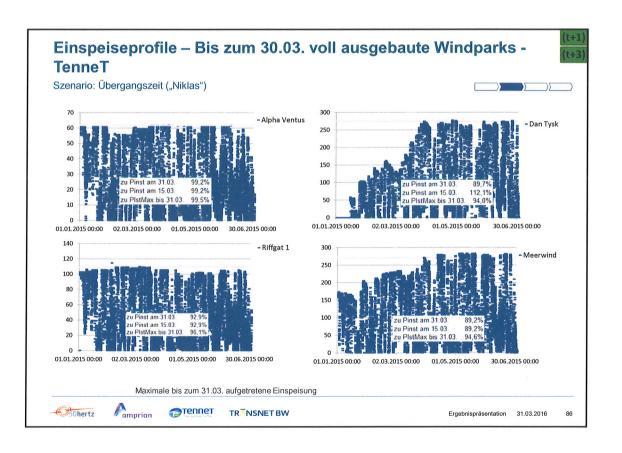


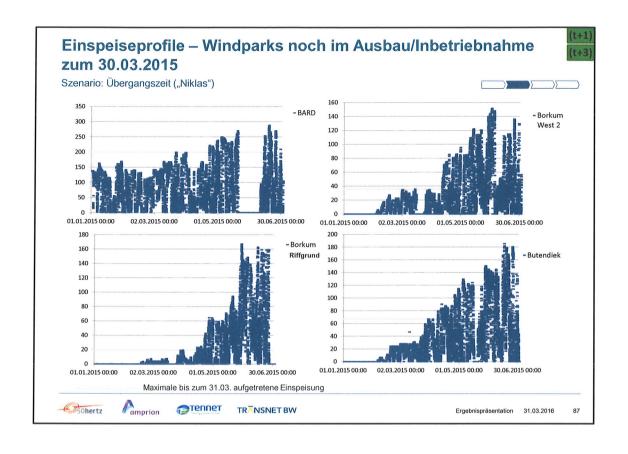
TR\(\bar{\sqrt}\) NSNET BW

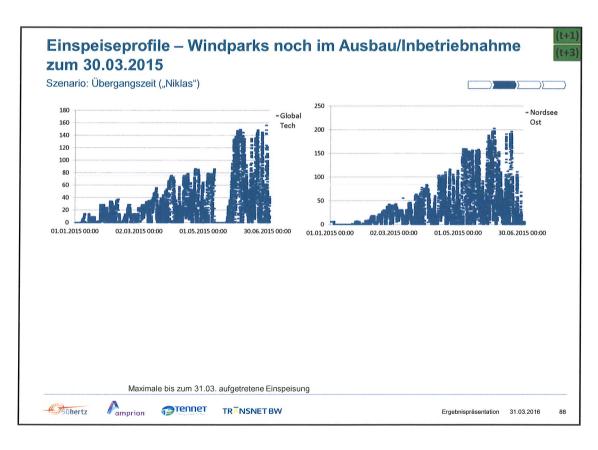
Ergebnispräsentation 31.03.2016

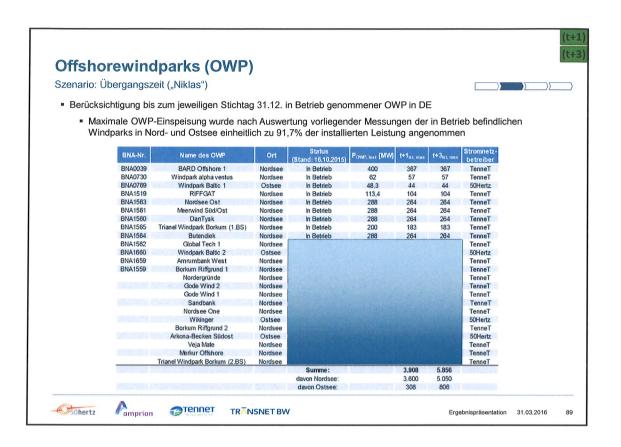
84

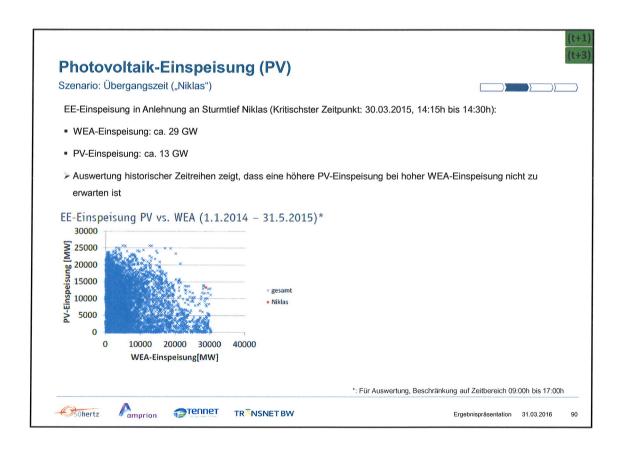


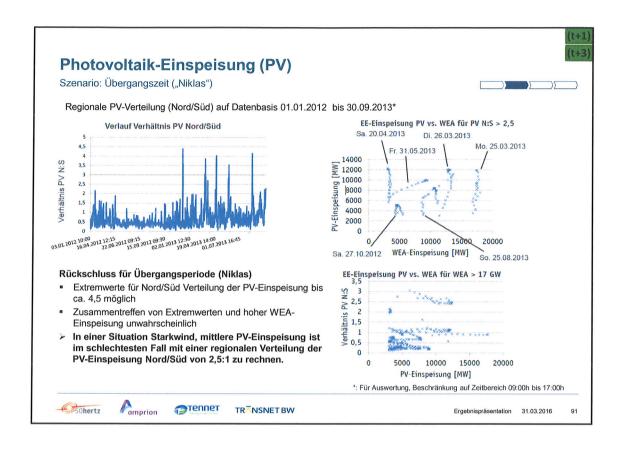


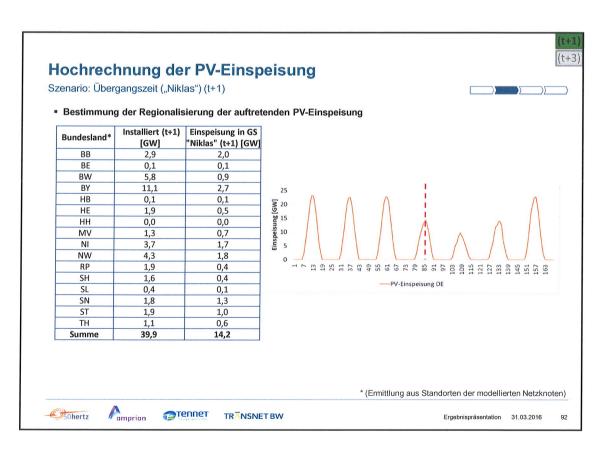


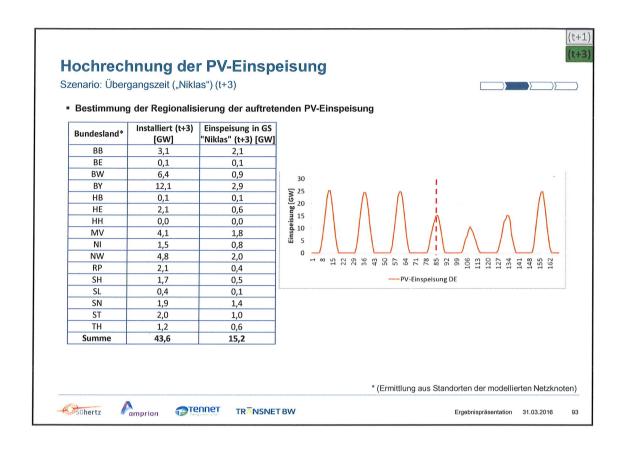


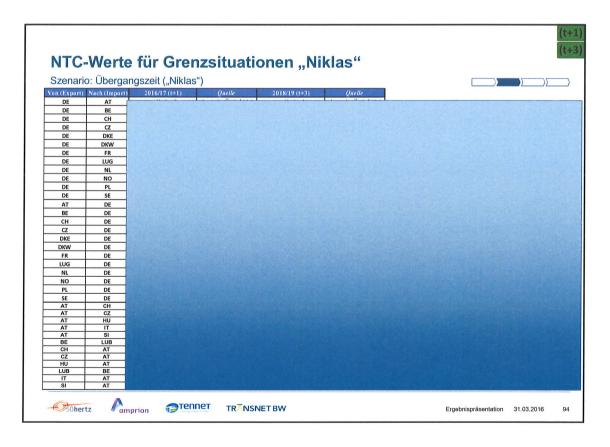


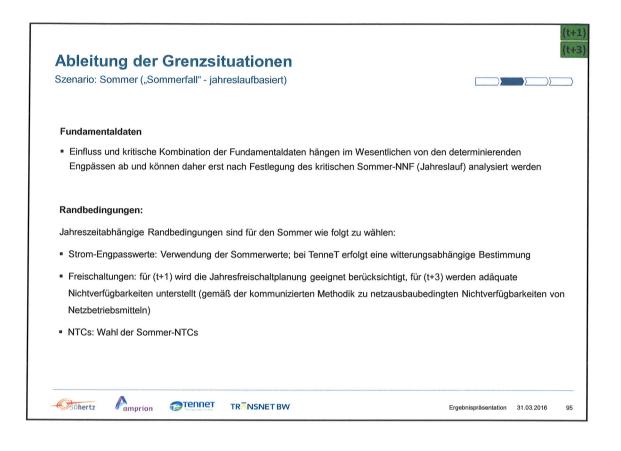












Inhaltsverzeichnis / Gliederung 1. Executive Summary Aufgabenstellung und Zielsetzung 3. Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016 4. Eingangsparameter 5. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen Marktsimulation Starklast/Starkwind Niklas Sommer Netzanalysen O50hertz amprion теппет Ergebnispräsentation 31.03.2016

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
	Starklast/Starkwind
	Starklast/Starkwind
7.	Starklast/Starkwind Niklas







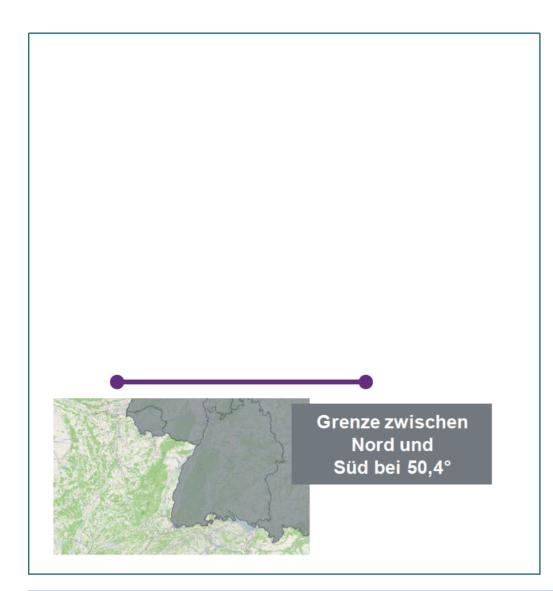


Festlegung Aufteilung DE in Nord und Süd zur Betrachtung der Modellergebnisse



Allgemeine Information





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





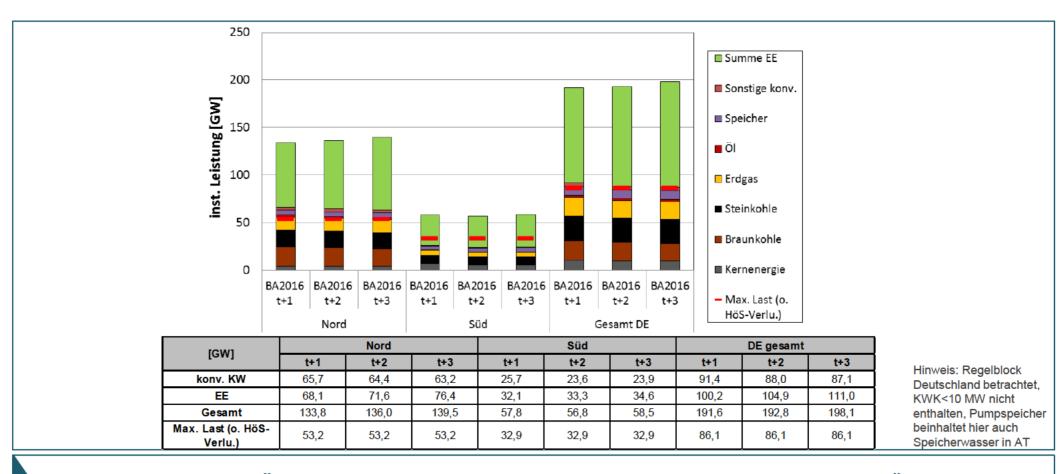




Eingangsdaten: Installierte Erzeugungsleistung

Allgemeine Information





- Keine signifikanten Änderungen in der konv. inst. Leistung zw. den Zeithorizonten. Jedoch Überführung einzelner Braunkohle-Blöcke in Sicherheitsbereitschaft
- Stetiger Ausbau erneuerbarer Energien (insbesondere WEA Onshore/Offshore und PV)









Marktsimulation - Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse: GS "Starklast/Starkwind"



[GW]	(t+1)	(t+3)
Last (inkl. HöS-Netzverluste)	87,8	87,8
davon HöS-Netzverluste	1,7	1,7
Summe konv. + EE-Erzeugung	100,7	102,8
Summe konv. KW in DE	52,2	48,0
davon Einsatz PSW	-0,1	-0,1
Summe EE-Erzeugung	48,6	54,7
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	37,9 / 3,9	42,1 / 5,9
Handelssaldo	13,0	15,0
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	8,8	8,5
davon Nord-DE	5,4	5,1
davon Süd-DE	3,4	3,4



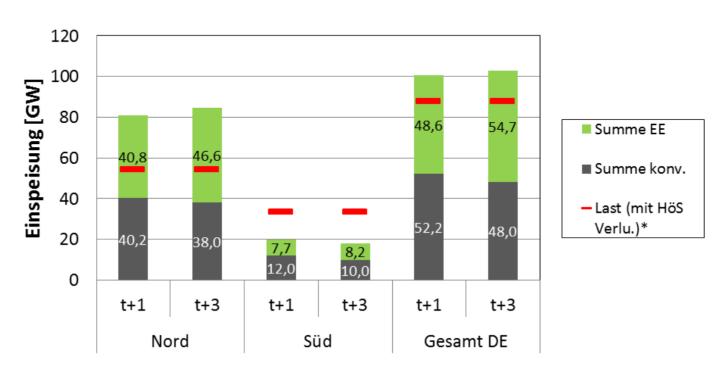






Marktsimulation - Ergebnisse

Einspeisesituation in Deutschland: GS "Starklast/Starkwind"



Financiauna [CW]	N	ord	Süd Gesa			amt DE	
Einspeisung [GW]	t+1	t+3	t+1	t+3	t+1	t+3	
Summe konv.	40,2	38,0	12,0	10,0	52,2	48,0	
Summe EE	40,8	46,6	7,7	8,2	48,6	54,7	
Summe Gesamt	81,0	84,6	19,7	18,2	100,7	102,8	
Last (mit HöS Verlu.)*	54,3	54,3	33,5	33,5	87,8	87,8	
Saldo (Erz Last)	26,7	30,3	-13,8	-15,3	12,9	15,0	

Das innerdeutsche Erzeugungsgefälle verstärkt sich zwischen den Zeithorizonten (t+1) und (t+3).











Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+1)



Situation DE:

- Hohe Windeinspeisung führt zu mittlerer Erzeugung konventioneller Kraftwerke
 - Einspeisung aus Braun- (ca. 90% der inst. Leistung), Steinkohle (ca. 54% der inst. Leistung) und Erdgas (ca. 30% der inst. Leistung)
- Insgesamt positiver Handelssaldo DE von ca. 12,9 GW

Situation Europa:

- Hohe Exporte DE → Kontinentaleuropa, wobei der Export DE→AT dominiert (ca. 10,1 GW)
- Zusätzlicher Transit durch Deutschland auf Grund hoher Importe Deutschlands aus Skandinavien
- Hohe Importe IT via CH und FR

DE als Handelsdrehscheibe in Europa mit Importen aus Skandinavien bei gleichzeitig hoher Einspeisung in Nord-DE.







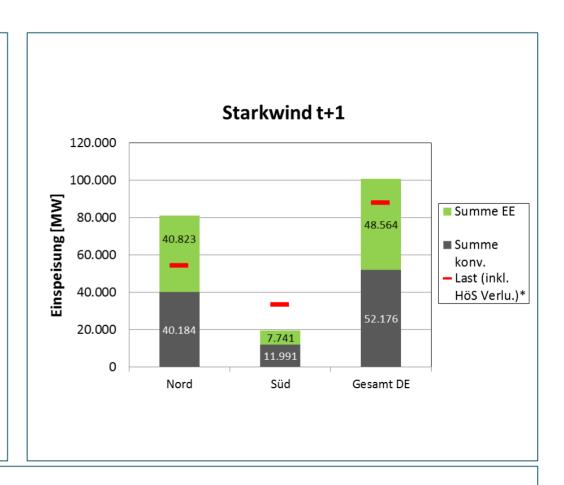




Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+1)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+1 (Starklast/Starkwind)				
	Nord	Süd	Gesamt DE		
Kernenergie	4.099	5.384	9.483		
Braunkohle	18.505	0	18.505		
Steinkohle	10.175	3.942	14.117		
Erdgas	4.400	1.547	5.947		
Öl	241	22	263		
Speicher	0	-71	-71		
Sonstige konv.	1.223	236	1.459		
KWK<10MW (nach BL)	1541	931	2.473		
Summe konv.	40.184	11.991	52.176		
Wind onshore	33.616	4.276	37.892		
Wind offshore	3.908	0	3.908		
PV	0	0	0		
Biomasse	2.805	1.521	4.326		
Laufwasser	240	1.819	2.059		
Sonstige EE	254	125	380		
Summe EE	40.823	7.741	48.564		
Summe Gesamt	81.007	19.732	100.739		
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.286	33.536	87.822		
Saldo (Erz Last)	26.721	-13.804	12.917		



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -13,8 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +26,7 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +12,9 GW)





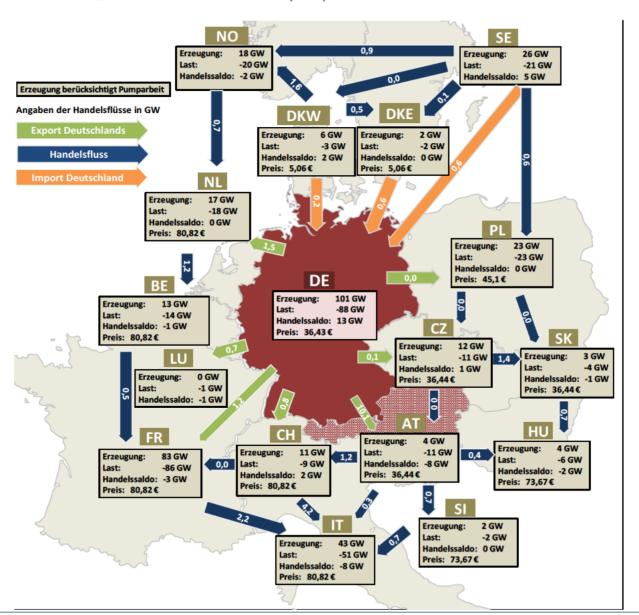






Handelsflüsse Deutschlands: GS "Starklast/Starkwind"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+1)











Lasten inkl. aller Netzverluste



Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+3)



Situation DE:

- Hohe Windeinspeisung führt zu mittlerer Erzeugung konventioneller Kraftwerke
 - Einspeisung aus Braunkohle (ca. 90% der inst. Leistung), Steinkohle (ca. 50% der inst. Leistung) und Erdgas (ca. 32% der inst. Leistung)
- Insgesamt positiver Handelssaldo DE von ca. 15,0 GW

Situation Europa:

- Hohe Exporte DE → Kontinentaleuropa, wobei der Export DE→AT dominiert (ca. 10,5 GW)
- Zusätzlicher Transit durch Deutschland auf Grund hoher Importe Deutschlands aus Skandinavien
- Hohe Importe IT via CH und FR

DE als Handelsdrehscheibe in Europa mit Importen aus Skandinavien bei gleichzeitig hoher Einspeisung in Nord-DE.







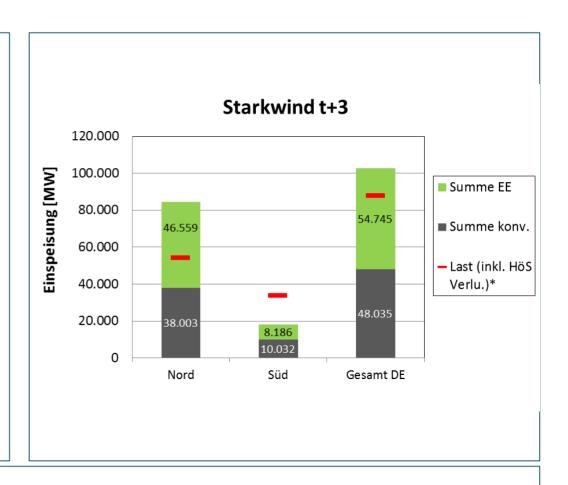




Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+3)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+3 (Starklast/Starkwind)				
	Nord	Süd	Gesamt DE		
Kernenergie	4.099	4.100	8.199		
Braunkohle	17.009	0	17.009		
Steinkohle	9.312	3.259	12.571		
Erdgas	4.492	1.535	6.026		
Öl	241	22	263		
Speicher	0	-71	-71		
Sonstige konv.	1.210	194	1.404		
KWK<10MW (nach BL)	1640	994	2.634		
Summe konv.	38.003	10.032	48.035		
Wind onshore	37.393	4.705	42.098		
Wind offshore	5.856	0	5.856		
PV	0	0	0		
Biomasse	2.817	1.528	4.345		
Laufwasser	240	1.819	2.059		
Sonstige EE	254	134	388		
Summe EE	46.559	8.186	54.745		
Summe Gesamt	84.562	18.218	102.780		
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.286	33.536	87.822		
Saldo (Erz Last)	30.276	-15.318	14.958		



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -15,3 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +30,3 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +15,0 GW)





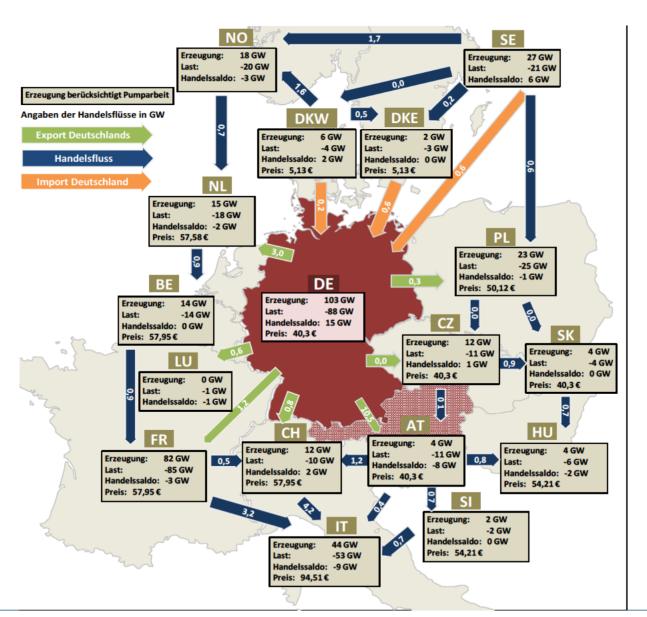






Handelsflüsse Deutschlands: GS "Starklast/Starkwind"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" (t+3)











Lasten inkl. aller Netzverluste



Vergleich BA2016 (t+3) und BA2016 (t+1)



Einspeisung [MW]	BA	2016 t+3 (Starkw	ind)	BA2016 t+1 (Starkwind)		Delta (BA16 t+3 - BA16 t+1)		t+1)	
	Nord	Süd	Gesamt DE	Nord	Süd	Gesamt DE	Nord	Süd	Gesamt DE
Kernenergie	4.099	4.100	8.199	4.099	5.384	9.483	0	-1.284	-1.284
Braunkohle	17.009	0	17.009	18.505	0	18.505	-1.496	0	-1.496
Steinkohle	9.312	3.259	12.571	10.175	3.942	14.117	-863	-683	-1.546
Erdgas	4.492	1.535	6.026	4.400	1.547	5.947	92	-13	79
Öl	241	22	263	241	22	263	0	0	0
Speicher	0	-71	-71	0	-71	-71	0	0	0
Sonstige konv.	1.210	194	1.404	1.223	236	1.459	-13	-42	-55
KWK<10MW (nach BL)	1640	994	2.634	1541	931	2.473	99	62	161
Summe konv.	38.003	10.032	48.035	40.184	11.991	52.176	-2.182	-1.959	-4.141
Wind onshore	37.393	4.705	42.098	33.616	4.276	37.892	3.777	429	4.206
Wind offshore	5.856	0	5.856	3.908	0	3.908	1.948	0	1.948
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	2.817	1.528	4.345	2.805	1.521	4.326	12	7	19
Laufwasser	240	1.819	2.059	240	1.819	2.059	0	0	0
Sonstige EE	254	134	388	254	125	380	-1	9	8
Summe EE	46.559	8.186	54.745	40.823	7.741	48.564	5.737	445	6.182
Summe Gesamt	84.562	18.218	102.780	81.007	19.732	100.739	3.555	-1.514	2.041
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.286	33.536	87.822	54.286	33.536	87.822	0	0	0
Saldo (Erz Last)	30.276	-15.318	14.958	26.721	-13.804	12.917	3.555	-1.514	2.041

- Die höhere Einspeisung aus EE (insb. Nord-DE) verdrängt teilweise die konv. Einspeisung.
- Reduktion der Einspeisung aus Kernenergie auf Grund geringere installierter Leistung
- Auf Grund der höheren NTC-Werte (DE-NL, DE-PL) erhöht sich die Gesamterzeugung in DE (ca. 2,0 GW)
 - → Erzeugungsgefälle in DE verstärkt sich in (t+3) ggü. (t+1)









Zusammenfassung Eingangsdaten und Marktsimulationsergebnisse GS "Starklast/Starkwind"



Vergleich BA2016 (t+1) und BA2015 (t+2)



Eingangsdaten:

- Die Prognose der inst. Leistung Wind onshore hat sich für den Zeithorizont 2016/17 um ca. 1,4 GW erhöht.
- Die inst. Leistung Erdgas hat sich um ca. 1,5 GW reduziert.
- Die Regionalisierung der Last wurde auf Basis einer neuen Datengrundlage (MaBiS) vorgenommen.

Marktsimulationsergebnisse ("Starklast/Starkwind"):

- Die Windeinspeisung steigt in DE um ca. 1,5 GW, insbesondere in Süd-DE*.
- Die Summe der Erzeugung in Deutschland bleibt auf einem vergleichbaren Niveau, aber
 - Ca. 1,0 GW weniger konv. Einspeisung in Süd-DE (insbesondere Erdgas und Speicher).
 - Höhere konv. Einspeisung in Nord-DE (insbesondere Steinkohle) wird durch Einspeiserückgang der PSW, Braunkohle und Erdgas kompensiert.

* insbesondere zurückzuführen auf anderen Referenzzeitpunkt in BA2015

Das innerdeutsche Erzeugungsgefälle bleibt im Vergleich zu den Systemanalysen des Vorjahres nahezu konstant (leichte Verstärkung).





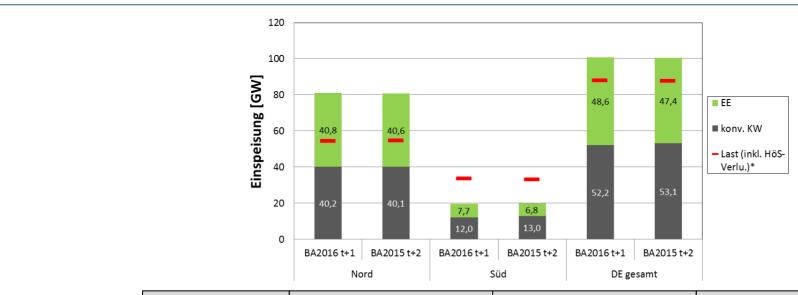






Vergleich BA2016 (t+1) und BA2015 (t+2)





[GW]	No	ord	Süd DE gesa			esamt
[GW]	BA2016 t+1	BA2015 t+2	BA2016 t+1	BA2015 t+2	BA2016 t+1	BA2015 t+2
konv. KW	40,2	40,1	12,0	13,0	52,2	53,1
EE	40,8	40,6	7,7	6,8	48,6	47,4
Summe Erz.	81,0	80,7	19,7	19,8	100,7	100,5
Last (inkl. HöS-Verlu.)*	54,3	54,7	33,5	33,0	87,8	87,7
Saldo*	26,7	26,0	-13,8	-13,2	12,9	12,8

Erzeugungsdefizit in Süd-DE gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE







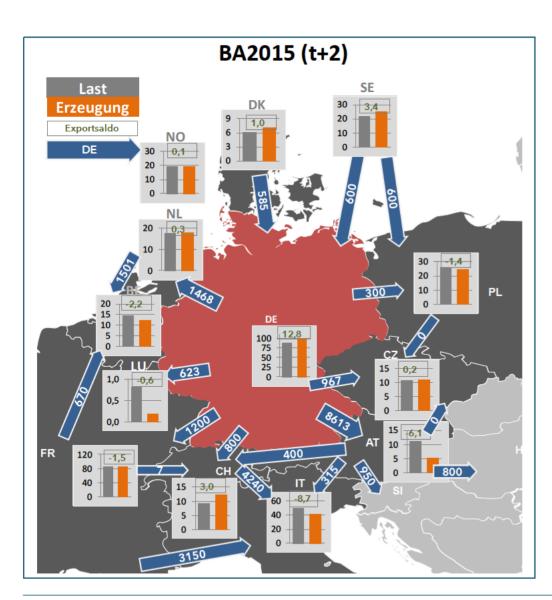


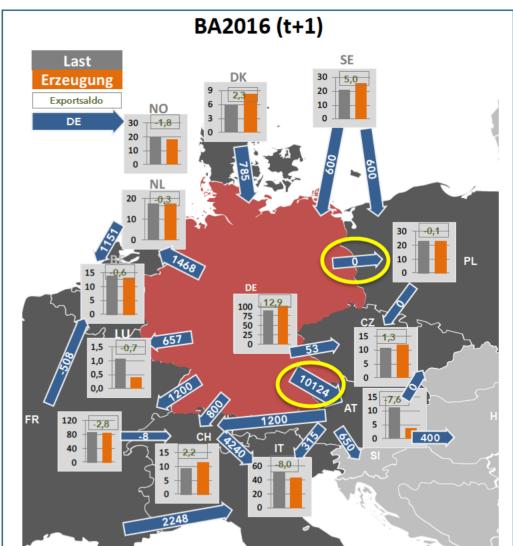


Vergleich Handelsflüsse: GS "Starklast/Starkwind"

Vergleich BA2016 (t+1) und BA2015 (t+2)















Erkenntnisse aus Marktsimulationsergebnissen: GS "Starklast/Starkwind"



Fazit zum Vergleich BA2016 (t+1) und BA2015 (t+2)



- Vergleich Grenzsituation "Starklast/Starkwind" (t+1)_{BA2016} und (t+2)_{BA2015}
 - Export von DE→AT: +1.511 MW, Export von DE→CZ: -913 MW
 - In Summe höherer Export von DE nach Süd-Ost-Europa (AT und CZ): +598 MW
 - DE, LU, AT, CZ und SK haben alle die gleichen grenzkostenbasierten Marktpreise in der betrachteten kritischen Stunde
 - NTCs zwischen DE, LU, AT, CZ und SK nicht vollständig ausgelastet
 - Gründe für höheren Export nach Süd-Ost-Europa und Verschiebung der Handelsflüsse
 - Höhere WEA-Einspeisung in DE, höhere Importe aus Nord-Europa nach DE
 - Geringere Einspeisung in AT
 - geringere EE- sowie Must-Run-Einspeisung
 - Veränderte NTCs







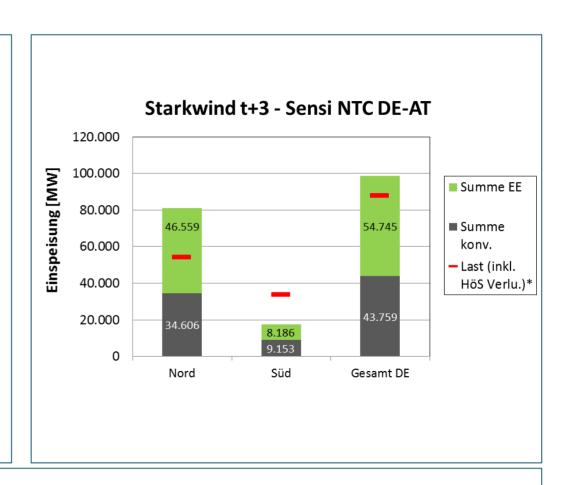




Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" Sensitivität NTC DE-AT (t+3)

		$\overline{}$	\
1)	• •))
			/

Einspeisung [MW]	BA2016 t+3 (Starkwind) - Sensi NTC DE-AT					
	Nord	Süd	Gesamt DE			
Kernenergie	4.099	4.100	8.199			
Braunkohle	16.942	0	16.942			
Steinkohle	5.982	2.566	8.547			
Erdgas	4.492	1.535	6.026			
Öl	241	22	263			
Speicher	0	-257	-257			
Sonstige konv.	1.210	194	1.404			
KWK<10MW (nach BL)	1.640	994	2.634			
Summe konv.	34.606	9.153	43.759			
Wind onshore	37.393	4.705	42.098			
Wind offshore	5.856	0	5.856			
PV	0	0	0			
Biomasse	2.817	1.528	4.345			
Laufwasser	240	1.819	2.059			
Sonstige EE	254	134	388			
Summe EE	46.559	8.186	54.745			
Summe Gesamt	81.165	17.339	98.504			
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.286	33.536	87.822			
Saldo (Erz Last)	26.879	-16.197	10.682			



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (- 16,2 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+ 26,9 GW)
- DE ist Nettoexporteur (+ 10,7 GW)





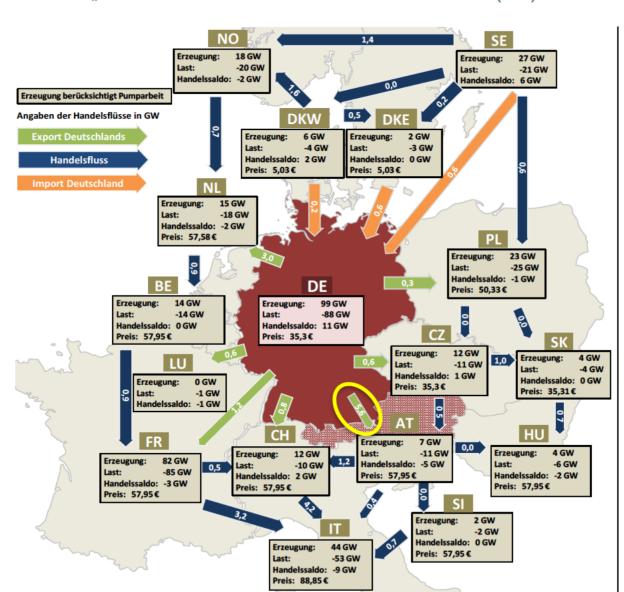






Handelsflüsse Deutschlands: GS "Starklast/Starkwind"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Starklast/Starkwind" Sensitivität NTC DE-AT (t+3)











Lasten inkl. aller Netzverluste



Einspeisesituation in Deutschland: GS "Starklast/Starkwind"

Vergleich BA2016 (t+3) und BA2016 (t+3) Sensitivität NTC DE-AT (t+3)

1))	· >

Einspeisung [MW]	(Starkv	BA2016 t+3 vind) - Sensi NTC	DE-AT	BA2016 t+3 (Starkwind)			Delta (BA16 t+3 Sensi NTC DE-AT - BA16 t+3)		
	Nord	Süd	Gesamt DE	Nord	Süd	Gesamt DE	Nord	Süd	Gesamt DE
Kernenergie	4.099	4.100	8.199	4.099	4.100	8.199	0	0	0
Braunkohle	16.942	0	16.942	17.009	0	17.009	-67	0	-67
Steinkohle	5.982	2.566	8.547	9.312	3.259	12.571	-3.330	-694	-4.024
Erdgas	4.492	1.535	6.026	4.492	1.535	6.026	0	0	0
Öl	241	22	263	241	22	263	0	0	0
Speicher	0	-257	-257	0	-71	-71	0	-185	-185
Sonstige konv.	1.210	194	1.404	1.210	194	1.404	0	0	0
KWK<10MW (nach BL)	1640	994	2.634	1640	994	2.634	0	0	0
Summe konv.	34.606	9.153	43.759	38.003	10.032	48.035	-3.397	-879	-4.276
Wind onshore	37.393	4.705	42.098	37.393	4.705	42.098	0	0	0
Wind offshore	5.856	0	5.856	5.856	0	5.856	0	0	0
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	2.817	1.528	4.345	2.817	1.528	4.345	0	0	0
Laufwasser	240	1.819	2.059	240	1.819	2.059	0	0	0
Sonstige EE	254	134	388	254	134	388	0	0	0
Summe EE	46.559	8.186	54.745	46.559	8.186	54.745	0	0	0
Summe Gesamt	81.165	17.339	98.504	84.562	18.218	102.780	-3.397	-879	-4.276
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.286	33.536	87.822	54.286	33.536	87.822	0	0	0
Saldo (Erz Last)	26.879	-16.197	10.682	30.276	-15.318	14.958	-3.397	-879	-4.276

- Die Einspeisung aus Steinkohle in DE (sowohl Süd als Nord) sinkt um ca. 4,0 GW
- Leichte Erhöhung des Pumpbetriebes in DE (Kopswerk I)
 - → Durch die veränderte Erzeugung reduziert sich das Erzeugungsgefälle in DE

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste









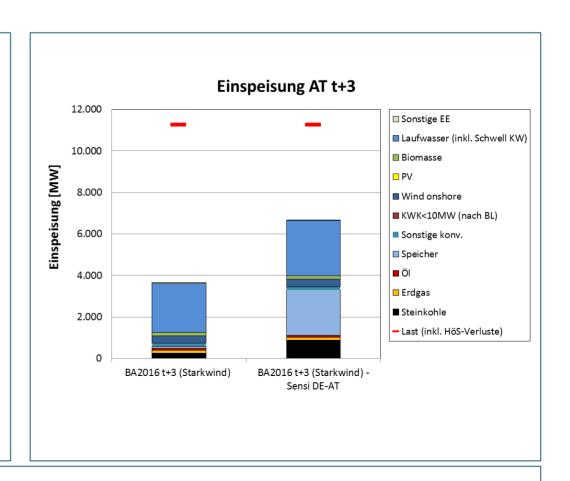


Einspeisesituation in AT

Ergebnisvergleich MSim der GS "Starklast/Starkwind" mit/ohne NTC DE-AT (5,6 GW) (t+3)

	$\overline{}$	· ·	$\overline{}$	١.
1)	. \		\	١
1 /	/ /		/	/
		/		/

Einspeisung [MW]	BA2016 t+3 (Starkwind)	BA2016 t+3 (Starkwind) - Sensi DE-AT	DELTA (Sensi DE-AT - Basisvariante)
	AT	AT	AT
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	0	0	0
Steinkohle	258	875	617
Erdgas	147	147	0
Öl	92	92	0
Speicher	92	2.195	2.103
Sonstige konv.	152	152	0
KWK<10MW (nach BL)	0	0	0
Summe konv.	740	3.461	2.720
Wind onshore	357	357	0
Wind offshore	0	0	0
PV	0	0	0
Biomasse	162	162	0
Laufwasser (inkl. Schwell KW)	2.360	2.671	310
Sonstige EE	33	33	0
Summe EE	2.911	3.222	310
Summe Gesamt	3.652	6.683	3.031
			0
Last (inkl. HöS-Verluste)	11.261	11.261	0
Saldo (Erz Last)	-7.609	-4.578	-3.031



- Negatives Handelssaldo AT in der GS "Starklast/Starkwind" mit/ohne NTC DE-AT
- Deutlicher Anstieg der konv. Einspeisung in AT (insbesondere Hydraulik und Steinkohle) durch Limitierung bei Handelsfluss DE→AT.











Zusammenfassung

Ergebnisvergleich MSim GS "Starklast/Starkwind" mit/ohne NTC DE-AT (5,6 GW) (t+3)



Situation DE:

■ Reduktion der konv. Einspeisung um ca. 4,3 GW (insb. Steinkohle ca. 4,0 GW)

■ Nord-DE: ca. 3,4 GW

■ Süd-DE: ca. 0,9 GW

Positiver Handelssaldo DE reduziert sich auf 10,7 GW (ca. -4,3 GW)

Situation Europa:

- Reduktion des Exportes DE→AT um ca. 4,9 GW
- Erhöhung der Einspeisung in AT um ca. 3,0 GW
- Erhöhung des Handelsflusses DE nach AT über CZ um ca. 0,5 GW
 - → NTC CZ→AT voll ausgenutzt
- Rückgang der Exporte ATs nach SI (-0,7 GW) und HU (-0,8 GW)









Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
	Starklast/Starkwind
	Niklas
	Sommer
7.	Netzanalysen









Marktsimulation - Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse: Übergangszeit ("Niklas")



[GW]	(t+1)	(t+3)
Last (inkl. HöS-Netzverluste)	77,5	77,5
davon HöS-Netzverluste	1,5	1,5
Summe konv. + EE-Erzeugung	87,1	88,6
Summe konv. KW in DE	29,7	24,6
davon Einsatz PSW	-4,1 (pump)	-6,4 (pump)
Summe EE-Erzeugung	57,4	64,0
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	32,3 / 3,9	35,9 / 5,9
davon PV-Einspeisung	14,2	15,2
Handelssaldo	9,6	11,1
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	11,7	11,3
davon Nord-DE	7,2	6,8
davon Süd-DE	4,5	4,4



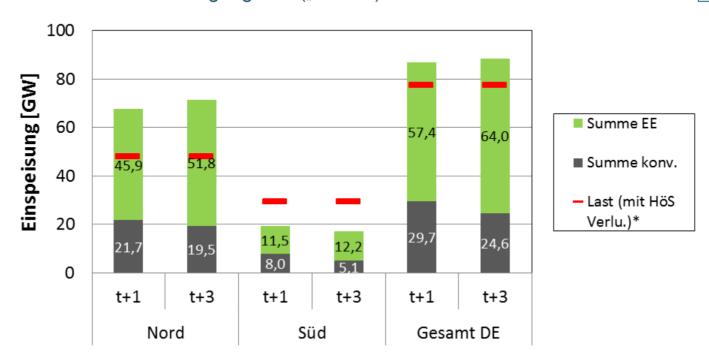






Marktsimulation - Ergebnisse

Einspeisesituation in Deutschland: Übergangszeit ("Niklas")



Eineneigung [CW]	N	ord	S	Süd		Gesamt DE	
Einspeisung [GW]	t+1	t+3	t+1	t+3	t+1	t+3	
Summe konv.	21,7	19,5	8,0	5,1	29,7	24,6	
Summe EE	45,9	51,8	11,5	12,2	57,4	64,0	
Summe Gesamt	67,7	71,3	19,4	17,3	87,1	88,6	
Last (mit HöS Verlu.)*	48,2	48,2	29,3	29,3	77,5	77,5	
Saldo (Erz Last)	19,5	23,2	-9,9	-12,0	9,6	11,1	

Das innerdeutsche Erzeugungsgefälle verstärkt sich zwischen den Zeithorizonten (t+1) und (t+3).

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste









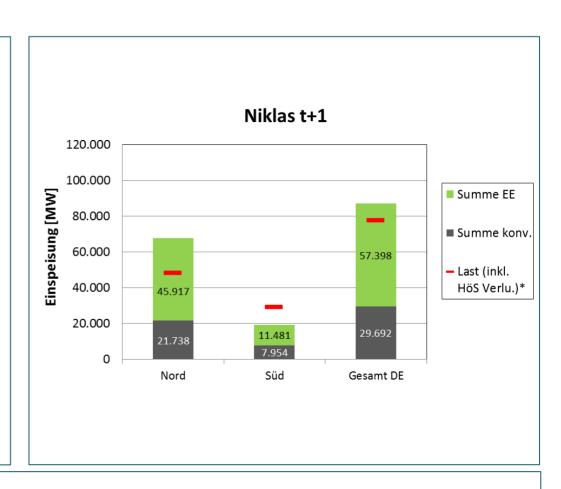


Einspeisesituation in Deutschland: GS "Niklas"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+1)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+1 (Niklas)			
	Nord	Süd	Gesamt DE	
Kernenergie	2.739	5.410	8.149	
Braunkohle	10.692	0	10.692	
Steinkohle	3.199	1.473	4.672	
Erdgas	4.399	1.879	6.278	
Öl	241	18	259	
Speicher	-2.168	-1.910	-4.078	
Sonstige konv.	1.222	236	1.458	
KWK<10MW (nach BL)	1414	848	2.262	
Summe konv.	21.738	7.954	29.692	
Wind onshore	28.582	3.714	32.296	
Wind offshore	3.908	0	3.908	
PV	10.098	4.071	14.169	
Biomasse	2.805	1.521	4.326	
Laufwasser	270	2.050	2.320	
Sonstige EE	254	125	380	
Summe EE	45.917	11.481	57.398	
Summe Gesamt	67.655	19.435	87.090	
Last (inkl. HöS Verlu.)*	48.192	29.328	77.520	
Saldo (Erz Last)	19.463	-9.894	9.570	



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -9,9 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +19,5 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +9,6 GW)







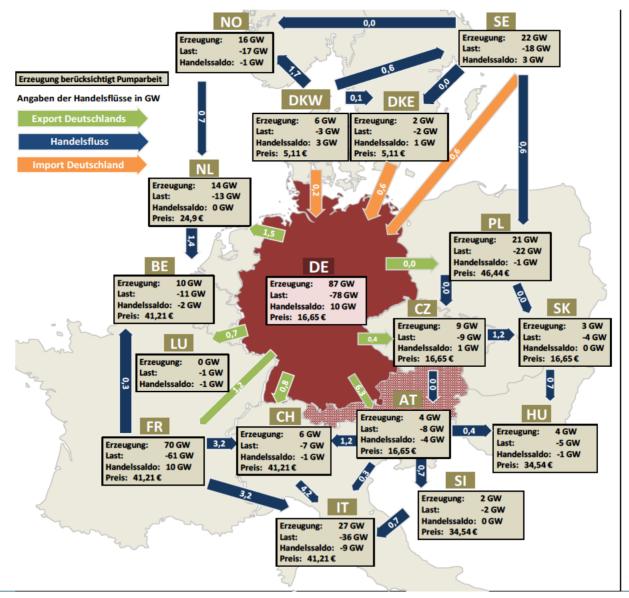




Handelsflüsse Deutschlands: GS "Niklas"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+1)





Lasten inkl. aller Netzverluste











Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+1)



Situation DE:

- Hohe Wind- und PV-Einspeisung in DE
- Positiver Handelssaldo DE (ca. 9,6 GW)

Situation Europa:

- In vielen europäischen Ländern höhere EE-Einspeisung (PV) als in GS "Starklast/Starkwind"
- Gleichzeitig moderate Last in DE und Europa
- Moderater Export DE→AT (ca. 6,3 GW) da reduzierte Last in AT (ca. 8 GW)
- Hohe Importe IT via CH und FR









Vergleich Marktsimulationsergebnisse "Niklas" (t+1) und "Starklast/Starkwind" (t+1)



Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+1)



Lasten im Ausland

- Ca. -25 GW Last in FR
 - → wird vom Importeur zum Exporteur
- Ca. -2 GW Last in CZ
 - → kann deutlich stärker exportieren
- Ca. -3,7 GW Last in AT
 - → Wesentlich geringerer Import aus DE (ca. -3,4 GW)

Situation Deutschland

- Deutlich geringere Last DE (ca. -10,1 GW)
- Aufgrund hoher EE-Einspeisung (WEA und PV) niedrigere Residuallast (ca.-18,9 GW)

Kraftwerkseinsatz DE und AT

- Hoher Pump-Einsatz der hydraulischen Kraftwerke in Gesamt-DE (ca. + 4,0 GW) und AT (+2,5 GW)
- Höhere Wind- und PV-Einspeisung in AT (in Summe ca. +2,5 GW)









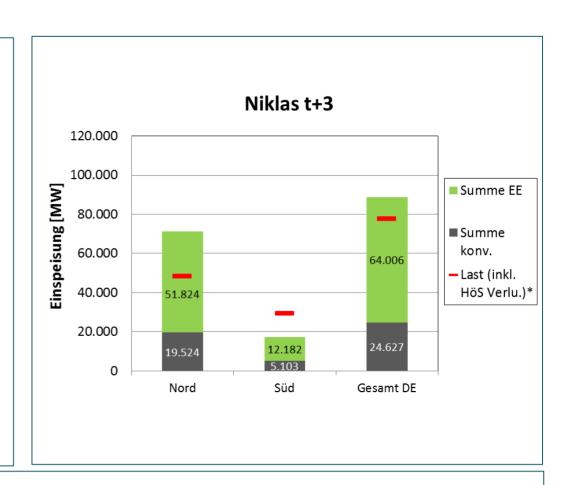


Einspeisesituation in Deutschland: GS "Niklas"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+3)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+3 (Niklas)			
	Nord	Süd	Gesamt DE	
Kernenergie	2.739	4.100	6.839	
Braunkohle	9.775	0	9.775	
Steinkohle	3.092	642	3.734	
Erdgas	4.299	1.869	6.168	
Öl	241	22	263	
Speicher	-3.621	-2.806	-6.427	
Sonstige konv.	1.211	194	1.405	
KWK<10MW (nach BL)	1.787	1.083	2.870	
Summe konv.	19.524	5.103	24.627	
Wind onshore	31.781	4.097	35.878	
Wind offshore	5.856	0	5.856	
PV	10.847	4.373	15.220	
Biomasse	2.817	1.528	4.345	
Laufwasser	270	2.050	2.320	
Sonstige EE	254	134	388	
Summe EE	51.824	12.182	64.006	
Summe Gesamt	71.348	17.285	88.634	
Last (inkl. HöS Verlu.)*	48.191	29.329	77.520	
Saldo (Erz Last)	23.158	-12.044	11.114	



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -12,0 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +23,2 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +11,1 GW)





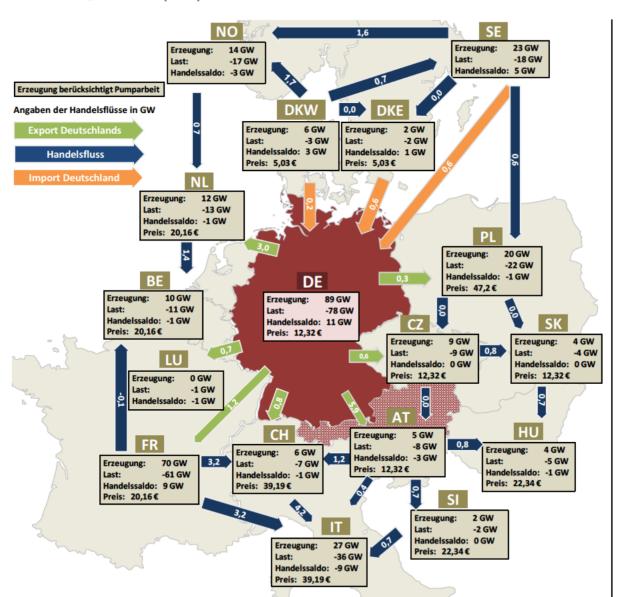






Handelsflüsse Deutschlands: GS "Niklas"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+3)











Lasten inkl. aller Netzverluste



Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Niklas" (t+3)



Situation DE:

- Insgesamt positiver Handelssaldo DE (ca. 11,1 GW)
- Hohe Wind- und PV-Einspeisung in DE
- Gleichzeitig moderate Last in DE und Europa

Situation Europa:

- Moderate Exporte DE → Süd-/ Ost-Europa, wobei der Export DE→AT dominiert (ca. 5,9
 GW) da reduzierte Last in AT (ca. 8 GW)
- Zusätzlicher Transit durch Deutschland auf Grund hoher Importe Deutschlands aus Skandinavien
- Hohe Importe IT via CH und FR









Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
	Starklast/Starkwind
	Niklas
	Sommer
7.	Netzanalysen









Marktsimulation - Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse: GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert)



[GW]	(t+1)	(t+3)
Last (inkl. HöS-Netzverluste)	64,9	64,9
davon HöS-Netzverluste	1,3	1,3
Summe konv. + EE-Erzeugung	74,4	78,3
Summe konv. KW in DE	23,4	21,3
davon Einsatz PSW	-7,1 (pump)	-7,7 (pump)
Summe EE-Erzeugung	51,0	57,0
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	22,2 / 3,9	24,6 / 5,8
davon PV-Einspeisung	18,1	19,7
Handelssaldo	9,5	13,4
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	19,9	20,1
davon Nord-DE	15,0	15,1
davon Süd-DE	4,9	5,0









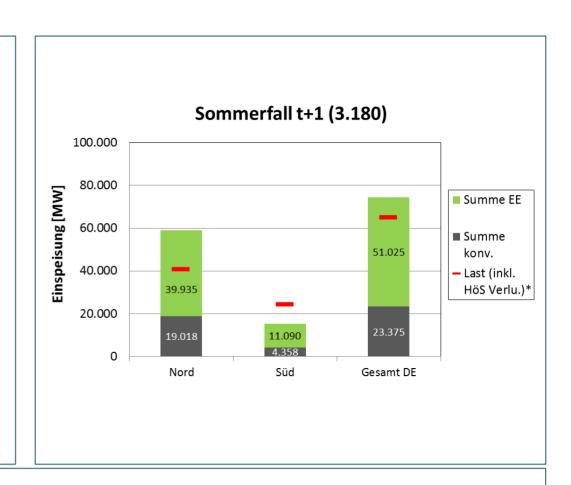


Einspeisesituation in Deutschland: GS "Sommerfall"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+1)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+1 (Sommerfall, 3.180)				
	Nord	Süd	Gesamt DE		
Kernenergie	2.770	5.384	8.154		
Braunkohle	16.294	0	16.294		
Steinkohle	2.453	141	2.594		
Erdgas	728	1.025	1.753		
Öl	135	18	153		
Speicher	-4.597	-2.502	-7.098		
Sonstige konv.	935	161	1.096		
KWK<10MW (nach BL)	299	130	429		
Summe konv.	19.018	4.358	23.375		
Wind onshore	21.146	1.091	22.237		
Wind offshore	3.859	0	3.859		
PV	11.621	6.456	18.077		
Biomasse	2.805	1.521	4.326		
Laufwasser	250	1.897	2.147		
Sonstige EE	254	125	380		
Summe EE	39.935	11.090	51.025		
Summe Gesamt	58.952	15.448	74.400		
Last (inkl. HöS Verlu.)*	40.622	24.299	64.921		
Saldo (Erz Last)	18.330	-8.851	9.479		



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. 8,9 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +18,3 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +9,5 GW)

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste









Ergebnispräsentation

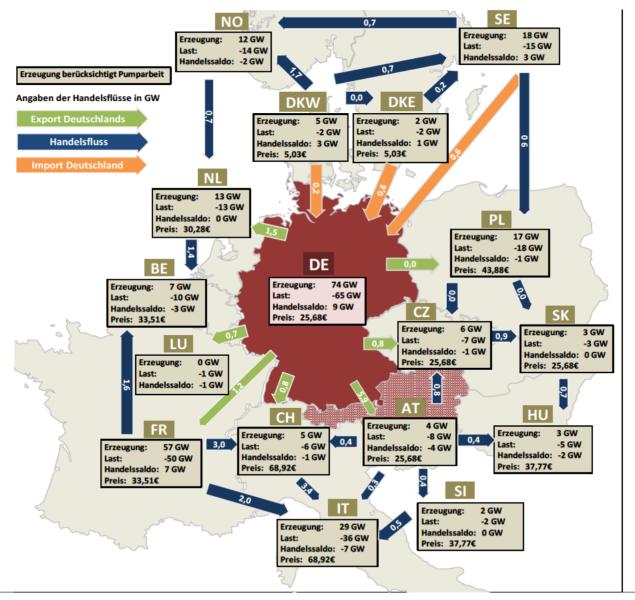
34



Handelsflüsse Deutschlands: GS "Sommerfall"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+1)













Lasten inkl. aller Netzverluste



Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+1)



Situation DE:

- Hohe EE-Einspeisung in DE (ca. 51,0 GW, hohe PV-Einspeisung)
- Moderate Last in DE (ca. 65,0 GW)
- Positiver Handelssaldo DE (ca. 9,5 GW)
 - → Diese Faktoren führen zu eine relativ geringen Residuallast, die in Kombination zu einem hohen Pumpbetrieb in DE (ca. 7,1 GW) führen.

Situation Europa:

- hohe Nord→Süd Handelsflüsse
- Moderater Export DE→AT von ca. 5,9 GW
- Positives Handelssaldo Frankreich, da relativ geringe Last
- Hohe Importe IT via CH und FR









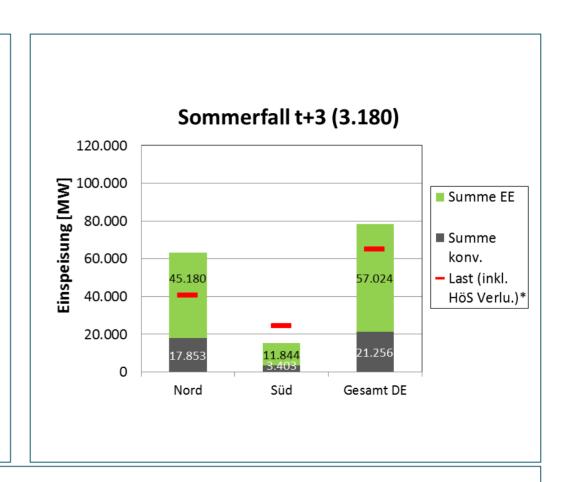


Einspeisesituation in Deutschland: GS "Sommerfall"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+3)



Einspeisung [MW]	BA2016 t+3 (Sommerfall, 3.180)			
Linspersung [www]	Nord	Süd	Gesamt DE	
Kernenergie	2.770	4.100	6.870	
Braunkohle	12.972	0	12.972	
Steinkohle	4.718	735	5.453	
Erdgas	891	1.083	1.974	
Öl	108	22	130	
Speicher	-4.868	-2.861	-7.729	
Sonstige konv.	911	173	1.084	
KWK<10MW (nach BL)	350	151	502	
Summe konv.	17.853	3.403	21.256	
Wind onshore	23.406	1.206	24.612	
Wind offshore	5.787	0	5.787	
PV	12.667	7.078	19.745	
Biomasse	2.817	1.528	4.345	
Laufwasser	250	1.897	2.147	
Sonstige EE	254	134	388	
Summe EE	45.180	11.844	57.024	
Summe Gesamt	63.033	15.247	78.280	
Last (inkl. HöS Verlu.)*	40.622	24.299	64.921	
Saldo (Erz Last)	22.411	-9.052	13.359	



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -9,1 GW) gegenüber einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +22,4 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +13,4 GW)

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste





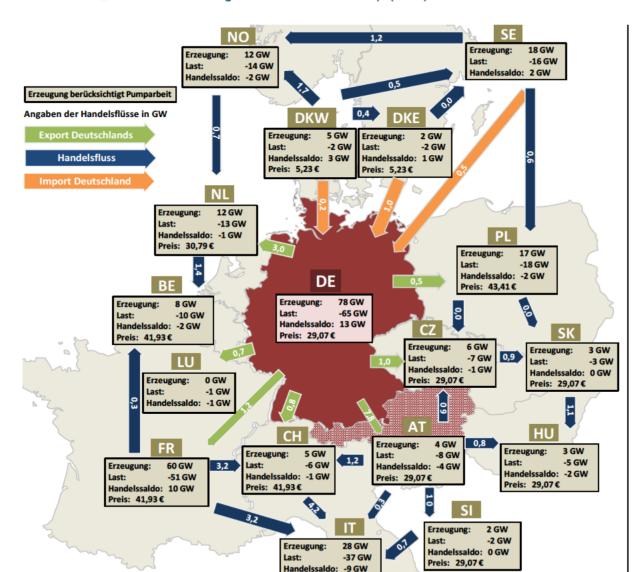






Handelsflüsse Deutschlands: GS "Sommerfall"

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+3)



Preis: 41,93€









Lasten inkl. aller Netzverluste



Zusammenfassung

Ergebnisse Marktsimulation GS "Sommerfall" (jahreslaufbasiert) (t+3)



Situation DE:

- Hohe EE-Einspeisung in DE (ca. 57,0 GW, hohe PV-Einspeisung)
- Moderate Last in DE (ca. 65,0 GW)
- Positiver Handelssaldo DE (ca. 13,4 GW)
 - → Diese Faktoren führen zu eine relativ geringen Residuallast, die in Kombination zu einem hohen Pumpbetrieb in DE (ca. 7,7 GW) führen.

Situation Europa:

- hohe Nord→Süd Handelsflüsse
- Moderater Export DE→AT von ca. 7,8 GW
- Positives Handelssaldo Frankreich, da relativ geringe Last
- Hohe Importe IT via CH und FR









Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
7.	Netzanalysen
	Starklast/Starkwind
	Niklas
	Sommer











Randbedingung der RD-Analysen für GS "Starklast/-wind", (t+1)



- Aufgrund von begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten von IT→CH im Intraday wurde die kontrahierten Netzreserveleistung aus IT (IBV: 1.316 MW) 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.
- In der Variante "KRA-VIE aus" wird die 220-kV-Leitung Vierraden-Krajnik (PL) abgeschaltet (Variante "KRA-VIE ein": eingeschaltet) und die 380-kV-PSTs in Hradec (CZ) als in Betrieb befindlich angenommen (Variante "KRA-VIE ein": nicht in Betrieb)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE (2.700 MW)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL in der Variante "KRA-VIE ein" 1.600 MW bzw. in der Variante "KRA-VIE aus" 1.400 MW werden eingehalten
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung
- Berücksichtigung der (t+1)-Jahresfreischaltplanung





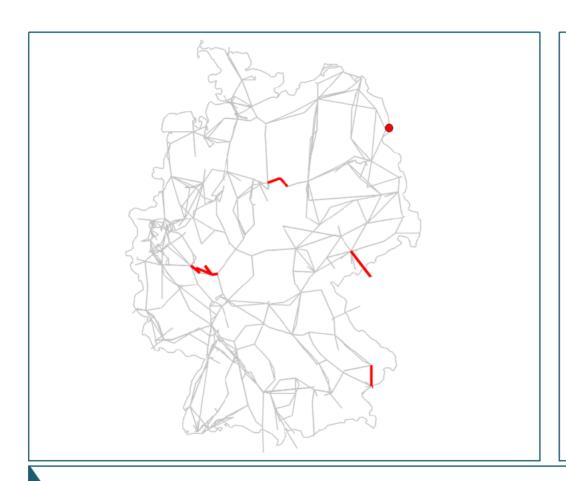




Jahresfreischaltplanung in DE in GS "Starklast/Starkwind", (t+1) (Auswahl)







- 220-kV-Stromkreis Pleinting St. Peter (AT)
- 380-kV-Stromkreis Wahle Helmstedt
- 380-kV-Stromkreis Röhrsdorf Hradec (CZ)
- 380-kV-Stromkreis Dauersberg Gießen/ Nord
- 220-kV-Anlage Vierraden (Provisorium)

Diese Freischaltungen wirken sich tendenziell reservebedarfserhöhend aus.







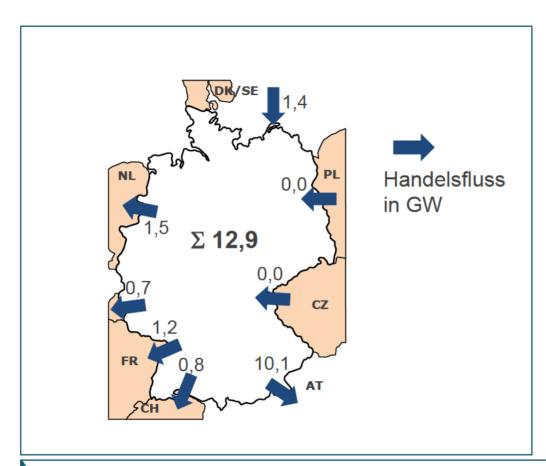


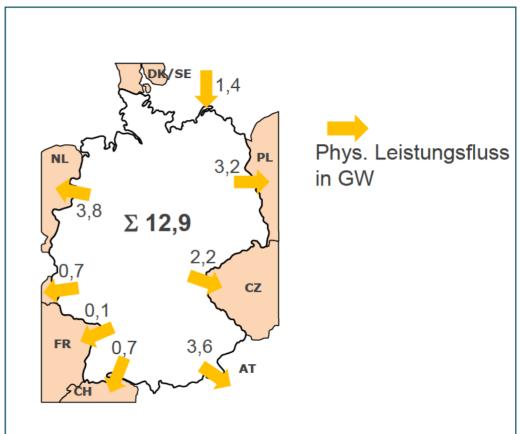
Marktergebnis und physikalische Flüsse (<u>vor</u> Gegenmaßnahmen) Angaben in GW



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







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









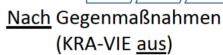
Stromkreisauslastung vor und nach Gegenmaßnahmen ohne ges. RD in AT im (n-1)-Fall

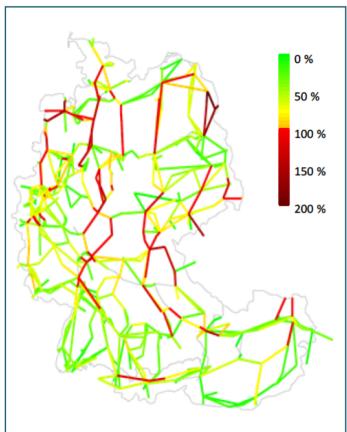


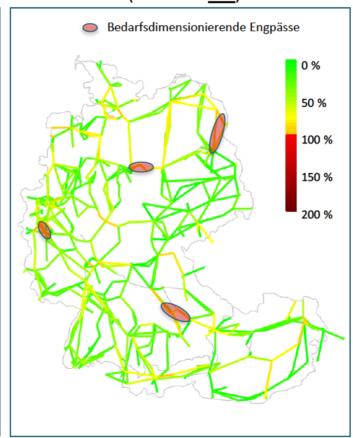
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+1)

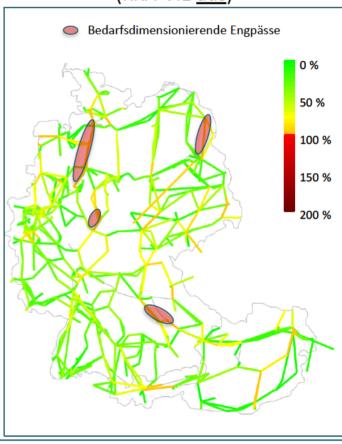
Vor Gegenmaßnahmen

Nach Gegenmaßnahmen (KRA-VIE ein)









- Weiträumige Engpässe im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz, insbesondere in Nord-Süd-Richtung. ***Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!***
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe





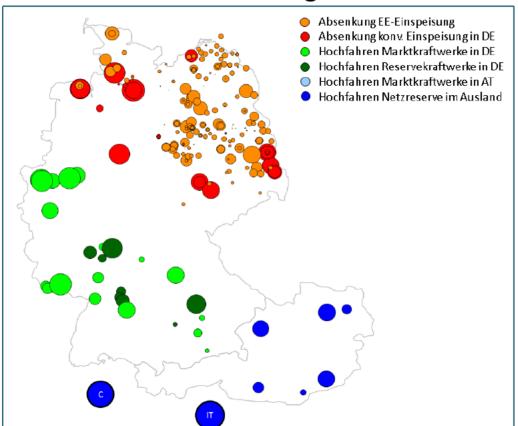




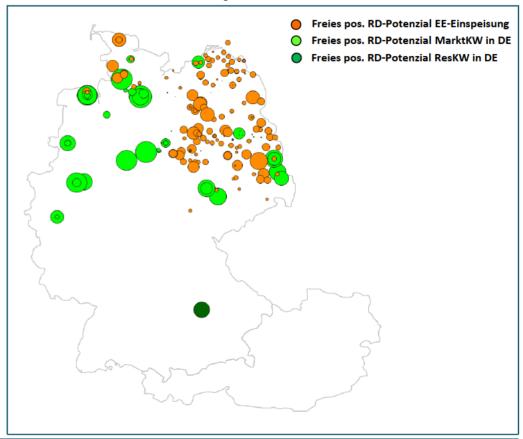
Positiver und negativer RD in der Variante "KRA-VIE <u>ein" ohne</u> gesichertem RD in AT sowie noch verbleibendes pos. RD-Potenzial

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

Positiver und negativer RD



Verbleibendes positives RD-Potenzial



- Vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Vollständiger Einsatz von ResKW Ingolstadt aufgrund regionaler Netzengpässe nicht möglich
- Maximales Absenkpotenzial von rd. 4,7 GW der Braunkohlekraftwerke im Osten vollständig ausgeschöpft







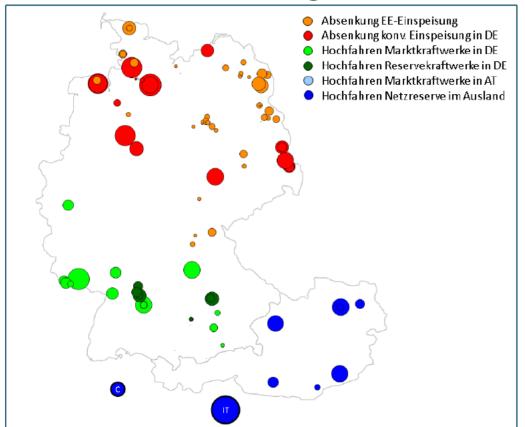


Positiver und negativer RD in der Variante "KRA-VIE <u>aus" ohne</u> gesichertem RD in AT sowie noch verbleibendes pos. RD-Potenzial

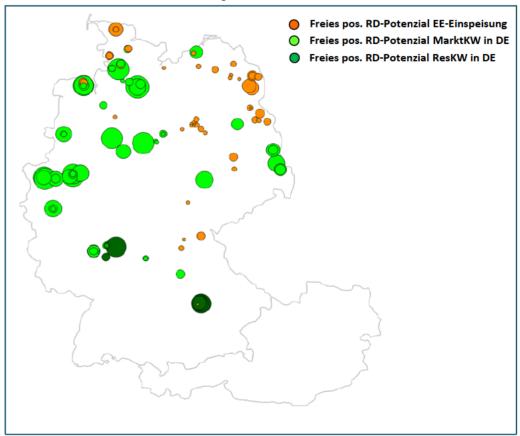
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+1)



Positiver und negativer RD



Verbleibendes positives RD-Potenzial



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Verbleibendes ResKW-Potenzial von rd. 2,9 GW
- Die vollständige Nutzung des maximalen Absenkpotenzials von rd. 4,7 GW der Braunkohlekraftwerke im Osten ist nicht notwendig.







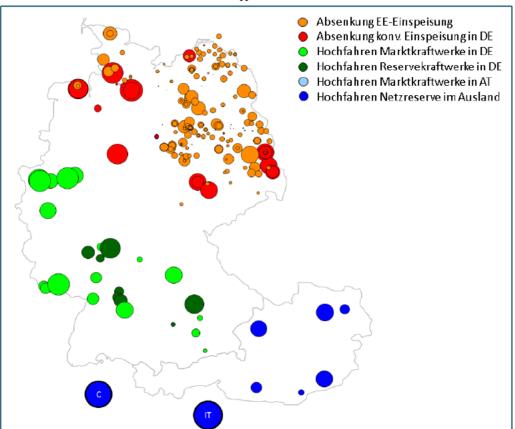


Positiver und negativer RD in den Varianten "KRA-VIE ein" und "KRA-VIE aus" ohne gesichertem RD in AT

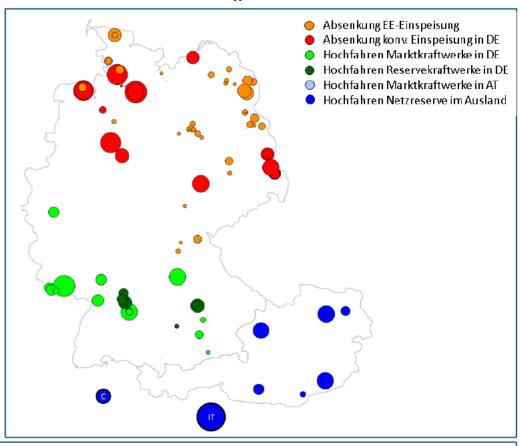
(t+1) (t+3)

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

Variante "KRA-VIE ein"



Variante "KRA-VIE aus"



- Deutliche Reduzierung der benötigten RD-Leistung ggü. der Variante "KRA-VIE ein"
- Deutliche Reduzierung der erforderlichen WEA-Einsenkung ggü. der Variante "KRA-VIE ein"
- Geringerer Einsatz von ResKW in DE ggü. der Variante "KRA-VIE ein"
- Verlagerung des bedarfsdimensionierenden Netzengpasses von der Grenze DE-PL nach Bayern







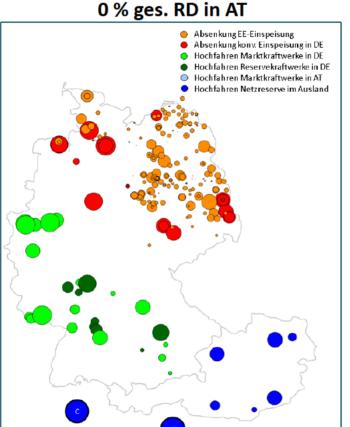


Positiver und negativer RD in Abhängigkeit des ges. RD in AT in der Variante "KRA-VIE ein"

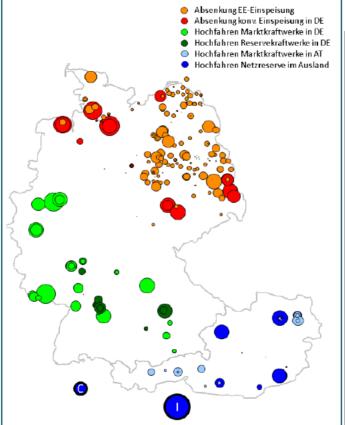
(t+1) (t+3)

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

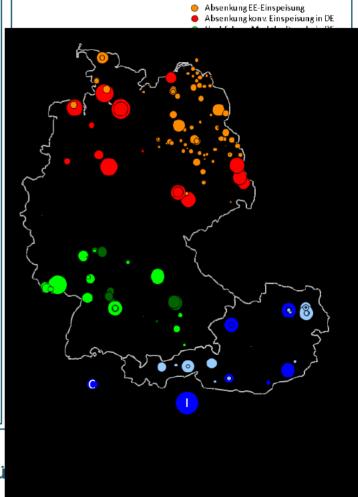




50 % ges. RD in AT



100 % ges. RD in AT



- Der Einsatz von ges. RD in AT reduziert den RD-Bedarf.
- Deutliche Reduzierung von WEA-Absenkung in der 100%-Variante ggü
- Maximales Absenkpotenzial von rd. 4,7 GW der Braunkohlekraftwerke m Osten wird jewens vonstandig ausgeschöpft









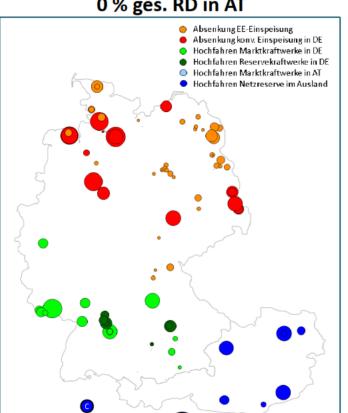
Positiver und negativer RD in Abhängigkeit des ges. RD in AT in der Variante "KRA-VIE aus"



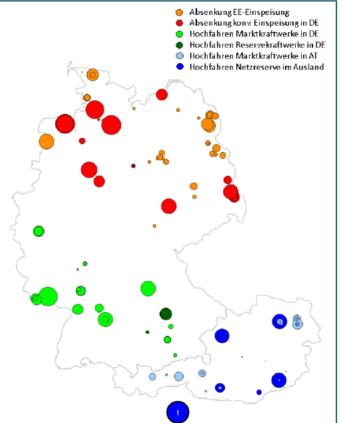
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+1)



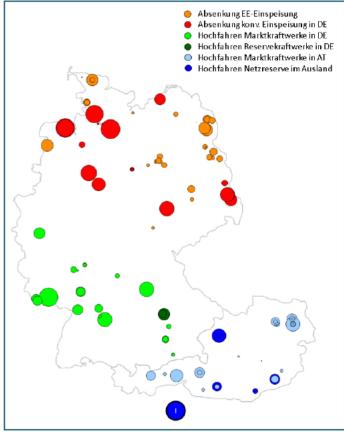
0 % ges. RD in AT



50 % ges. RD in AT



100 % ges. RD in AT



- Der Gesamt-RD ist unter Nutzung von ges. RD in AT nahezu gleich.
- Das jeweils max. verfügbare ges. RD-Potenzial in AT wird vollständig genutzt.
- Der Einsatz von ResKW in DE geht unter Verwendung von ges. RD in AT um rd. 1 GW zurück.
- Der Einsatz ausl. Netzreserve geht in der Variante "100 % ges. RD in AT" um rd. 2 GW zurück.









Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", Variante "KRA-VIE ein"

Übersicht der Ergebnisse GS "Starklast/Starkwind" (t+1)

		$\overline{}$	
1 11)))	

	0% ges. RD in AT	0% ges. RD in AT (BA15) ATF-RED ein	50% ges. RD in AT	100% ges. RD in AT	0% ges. RD in AT (inkl. EC)
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	9,5 GW	12,3 GW	8,3 GW	4,8 GW	10,5 GW
Neg. RD marktbasierter KW in DE	8,8 GW	9,4 GW	7,9 GW	9,0 GW	8,5 GW
Summe <u>negativer</u> RD	18,3 GW	21,7 GW	16,2 GW	13,8 GW	19,0 GW
Pos. RD marktbasierter KW in DE	9,5 GW	14,0 GW	8,3 GW	5,1 GW	10,2 GW
Pos. RD ResKW in DE ¹	3,9 GW	3,5 GW	2,9 GW	2,5 GW	3,9 GW
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	0,0 GW	1,2 GW	2,4 GW	0,0 GW
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung ²	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	3,8 GW	3,9 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW
Mindestens notwendiges zusätzliches pos. RD-Potenzial im Ausland	1,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	1,1 GW
Summe <u>positiver</u> RD	18,3 GW	21,7 GW	16,2 GW	13,8 GW	19,0 GW

¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 4,5 GW, davon sind 1,5 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

² In der GS Starklast/-wind sind keine RD-fähigen hydr. KW in AT im Pumpbetrieb.











Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", Variante "KRA-VIE aus"

Übersicht der Ergebnisse GS "Starklast/Starkwind" (t+1)

	0% ges. RD in AT	50% ges. RD in AT	100% ges. RD in AT	0% ges. RD in AT (inkl. EC)	
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	3,4 GW	3,4 GW	3,2 GW	5,2 GW	
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,7 GW	6,1 GW	6,1 GW	8,6 GW	
Summe <u>negativer</u> RD	10,1 GW	9,5 GW	9,3 GW	13,8 GW	
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4,7 GW	4,6 GW	4,6 GW	6,0 GW	
Pos. RD ResKW in DE ¹	1,6 GW	0,7 GW	0,7 GW	3,7 GW	
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	1,2 GW (max.)	2,4 GW (max.)	0,0 GW	
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung ²	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	3,8 GW	3,0 GW	1,6 GW	3,8 GW	
Mindestens notwendiges zusätzliches pos. RD- Potenzial im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,3 GW	
Summe <u>positiver</u> RD	10,1 GW	9,5 GW	9,3 GW	13,8 GW	

¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 4,5 GW, davon sind 1,5 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

 $^{^{\}rm 2}$ In der GS Starklast/-wind sind keine RD-fähigen hydr. KW in AT im Pumpbetrieb.











Zusammenfassung

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



- In der analysierten Variante "KRA-VIE ein" zur GS Starklast/-wind (ohne ges. RD in AT) reicht die bereits kontrahierte Netzreserve von 3,8 GW im Ausland nicht aus. Es ist eine zusätzliche Netzreserve im Ausland von rd. 1,1 GW erforderlich.
- Einsatz von gesichertem RD-Potenzial in AT reduziert den gesamte RD-Bedarf
- Einsatz von gesichertem RD-Potenzial in AT verdrängt den Einsatz von Reservekraftwerken in DE aufgrund höherer Wirksamkeit auf die Netzengpässe, insbesondere
 - Neuenhagen Bertikow Vierraden Krajnik (PL)
 - Altheim Sittling
- Bei Abschaltung der 220-kV-Kuppelleitung Vierraden Krajnik (PL) und vorzeitiger Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Hradec (CZ) (Variante "KRA-VIE aus") ist keine zusätzlich zu kontrahierende Netzreserve im Ausland erforderlich.
- Als topologische Maßnahme wurde der Austausch von Temperguss-Klemmen auf den 220-kV-Stromkreisen Neuenhagen – Bertikow – Pasewalk unterstellt.









Randbedingung der RD-Analysen für GS "Starklast/Starkwind", (t+3)





- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE (2.700 MW)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL 1.600 MW
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung







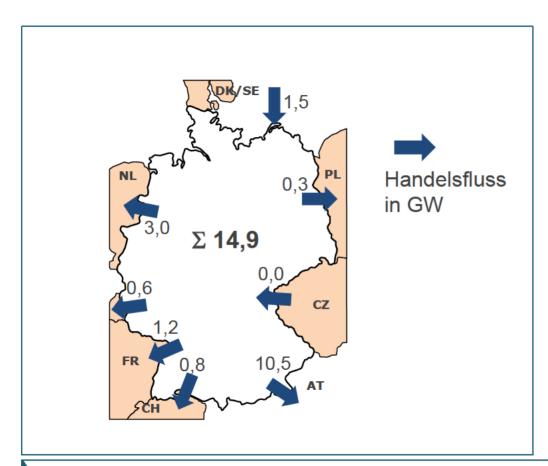


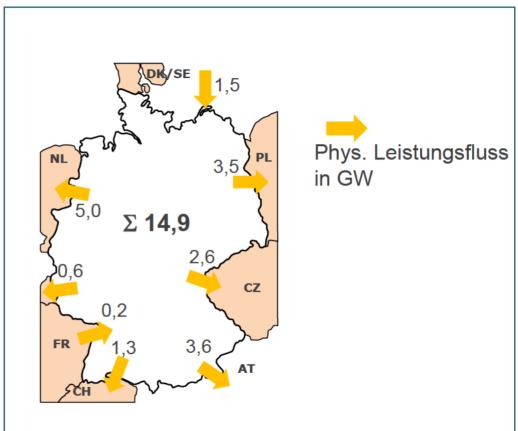
Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen) Angaben in GW



Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)







- Hoher Handelsfluss DE → AT von mehr als 10 GW
- Physikalischer Leistungsfluss erfolgt jedoch zur Hälfte über PL und CZ







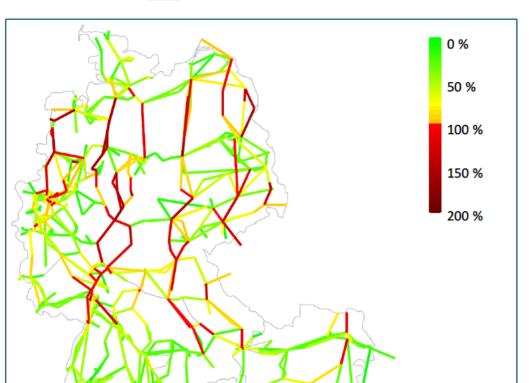




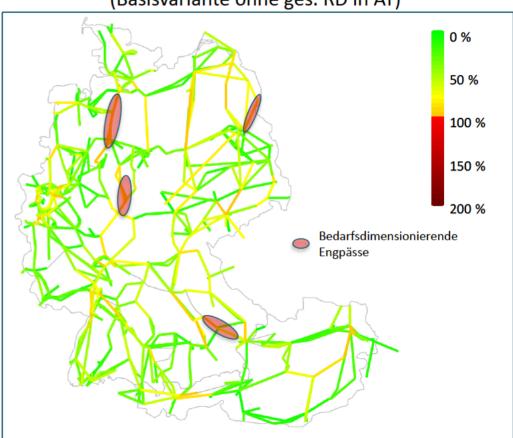
Stromkreisauslastung vor und nach Gegenmaßnahmen, (n-1)-Fall

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

Vor Gegenmaßnahmen



Nach Gegenmaßnahmen (Basisvariante ohne ges. RD in AT)



- Weiträumige Engpässe im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung) ***Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!***
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe









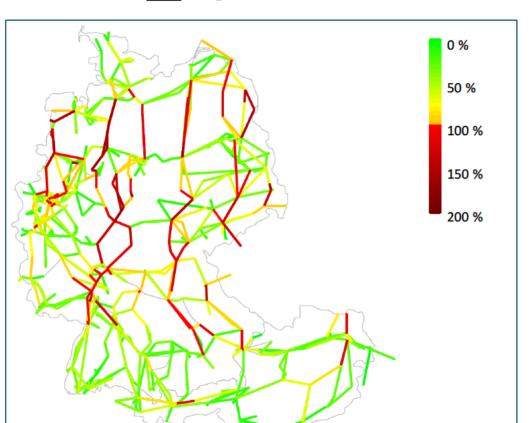
16



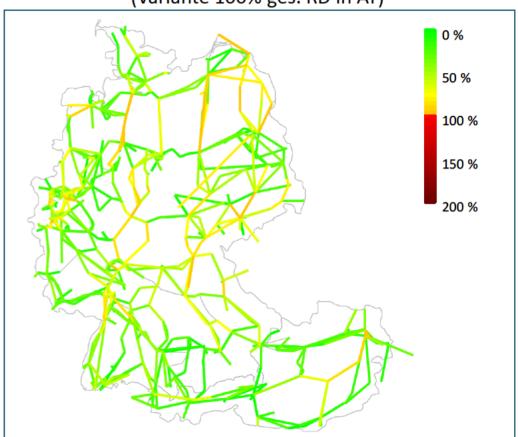
Stromkreisauslastung vor und nach Gegenmaßnahmen, (n-1)-Fall

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

Vor Gegenmaßnahmen



Nach Gegenmaßnahmen (Variante 100% ges. RD in AT)



- Weiträumige Engpässe im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung) ***Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!***
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe







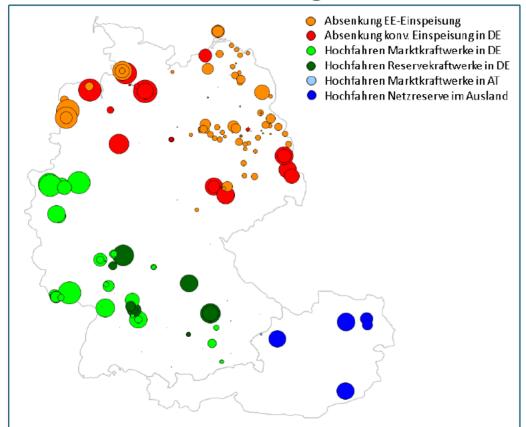


Positiver und negativer RD in der Basisvariante <u>ohne</u> gesichertem RD in AT sowie noch verbleibendes pos. RD-Potenzial

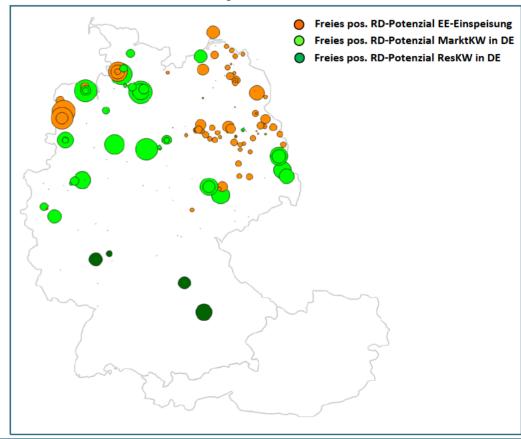
(t+1) (t+3)

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

Positiver und negativer RD



Verbleibendes positives RD-Potenzial



- Vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Einsatz von ResKW Ingolstadt aufgrund regionaler Netzengpässe nicht möglich
- Maximales Absenkpotenzial von rd. 4,4 GW der Braunkohlekraftwerke im Osten vollständig ausgeschöpft











Positiver und negativer RD in Abhängigkeit des ges. RD in AT

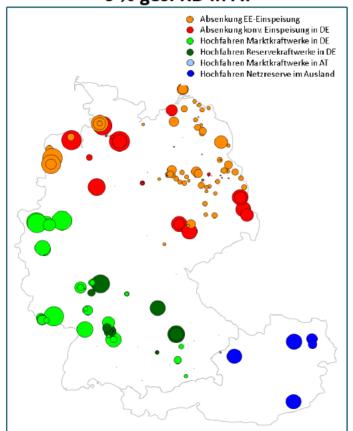
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

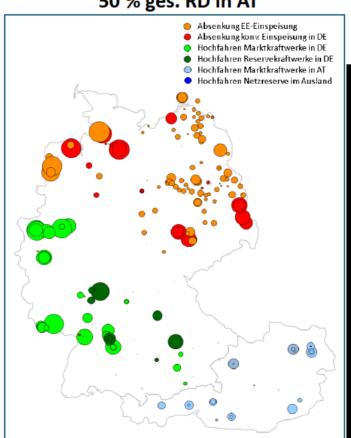


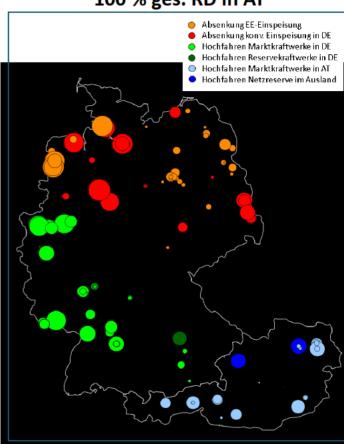
0 % ges. RD in AT

50 % ges. RD in AT

100 % ges. RD in AT







- Der Einsatz des max. verfügbaren gesicherten RD in AT (rd. 4,7 GW) reduziert den Einsatz der ResKW in DE deutlich.
- Der Einsatz des max. verfügbaren gesicherten RD in AT (rd. 4,7 GW) führt zu einer signifikanten Verringerung der RD-Leistung.









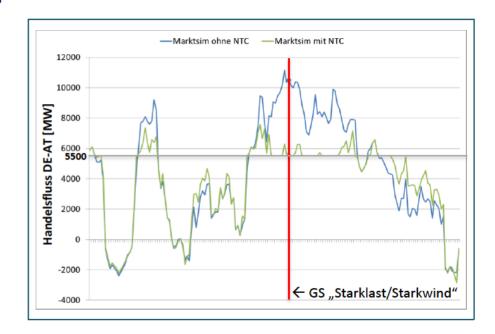


Methodik zur Bestimmung eines NTCs

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)



- Insbesondere in besonders kritischen Situationen zeigt sich, dass Austauschkapazitäten mit anderen Ländern bereits ausgeschöpft sind, daher Annahme: Grenzüberschreitender CBRD (Cross Border Redispatch) wirkt ähnlich wie Handelsbeschränkung
- CBRD wird durch den Einsatz von ges. RD in AT repräsentiert
- NTC (DE→AT) = Handelsfluss (DE→AT) CBRD* (AT → DE)
 NTC (AT→DE) = Handelsfluss (AT→DE) CBRD* (DE → AT)
 Prämisse: Mindest-NTC von 5,5 GW (beide Handelsrichtungen)
- Methodik erfolgt in Analogie zu den gemeinsamen Analysen mit der APG











Marktergebnis der Basisvariante und der Variante mit NTC DE-AT (vor Gegenmaßnahmen) Angaben in GW

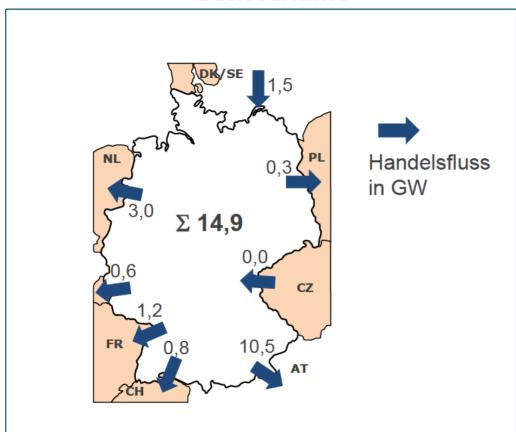


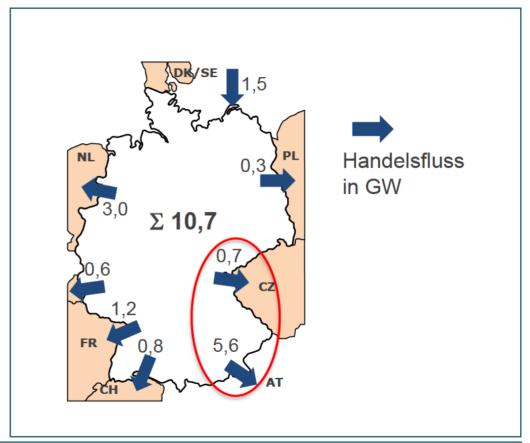
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)



Basisvariante

Variante mit NTC DE - AT





- Begrenzung des Handelsflusses DE→AT um rd. 4,9 GW führt zu einer deutlichen Verringerung des Exports aus DE (4,2 GW)
- Rd. 0,7 GW werden über die Erhöhung des Handelsflusses DE→CZ weiterhin an von DE an AT geliefert.







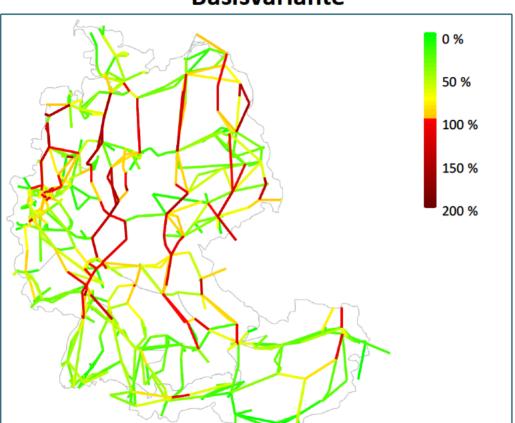


Vergleich der Stromkreisauslastungen in der Basisvariante und der Variante mit NTC DE-AT (vor Gegenmaßnahmen), (n-1)-Fall

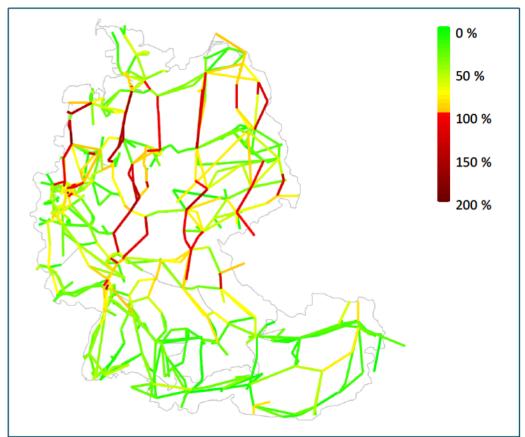
(t+1) (t+3)

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

Basisvariante



Variante mit NTC DE - AT



- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe bleibt bestehen
- Umfang an Überlastungen geht in Süd-DE in der Variante mit NTC DE-AT deutlich zurück

Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!









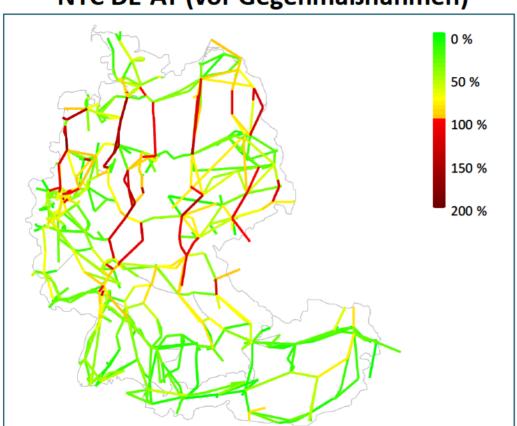
Stromkreisauslastung der Basisvariante (vor und nach Gegenmaßnahmen), (n-1)-Fall

(t+1) (t+3)

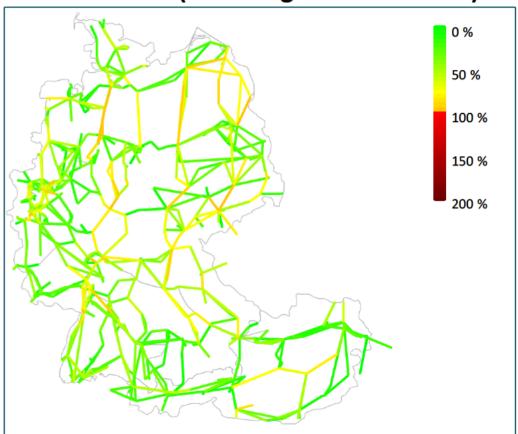
Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)



NTC DE-AT (vor Gegenmaßnahmen)



NTC DE-AT (nach Gegenmaßnahmen)



- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe bleibt bestehen
- Umfang an Überlastungen geht in Süd-DE in der Variante mit NTC DE-AT deutlich zurück

Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!







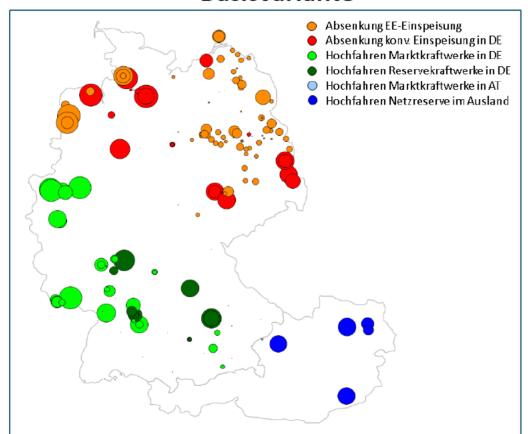


Positiver und negativer RD der Basisvariante und der Variante NTC DE-AT ohne gesichertem RD in AT

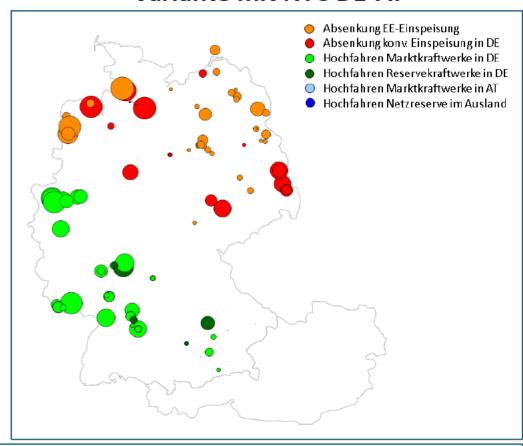


Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)

Basisvariante



Variante mit NTC DE-AT



- Keine ausl. Netzreserve in der Variante NTC DE-AT notwendig
- Einsatz der ResKW in DE geht in der Variante NTC DE-AT zurück











Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind"

Übersicht der Ergebnisse GS "Starklast/Starkwind", (t+3)



	0% ges. RD in AT	0% ges. RD in AT (NTC DE→AT: 5,6 GW)	0% ges. RD in AT inkl. EC	50% ges. RD in AT	100% ges. RD in AT
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,5 GW	5,8 GW	9,5 GW	8,4 GW	6,7 GW
Neg. RD marktbasierter KW in DE	8,0 GW	6,8 GW	7,0 GW	7,6 GW	7,4 GW
Summe <u>negativer</u> RD	15,5 GW	12,6 GW	16,5 GW	16,0 GW	14,1 GW
Pos. RD marktbasierter KW in DE	9,2 GW	10,7 GW	9,5 GW	10,2 GW	8,7 GW
Pos. RD ResKW in DE ¹	4,0 GW	1,9 GW	3,5 GW	3,5 GW	0,7 GW
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	2,3 GW (max.)	4,7 GW (max.)
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung ²	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
Mindestens notwendiges zusätzliches pos. RD-Potenzial im Ausland	2,3 GW	0,0 GW	3,5 GW	0,0 GW	0,0 GW
Summe <u>positiver</u> RD	15,5 GW	12,6 GW	16,5 GW	16,0 GW	14,1 GW

¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 5,3 GW, davon sind 2,3 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

² In der GS Starklast/-wind sind keine RD-fähigen hydr. KW in AT im Pumpbetrieb.











Zusammenfassung

Ergebnisse Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+3)



- In der analysierten **Basisvariante** zur GS "Starklast/Starkwind" (ohne ges. RD in AT) besteht ein Bedarf an noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland von **rd. 2,3 GW**.
- Unter Berücksichtigung der ECs ist darüber hinaus zusätzliche Netzreserve im Ausland von rd.
 1,2 GW erforderlich.
- Einsatz von gesichertem RD-Potenzial in AT zeigt keinen signifikanten Einfluss auf das gesamte benötigte RD-Leistung.
- Einsatz von gesichertem RD-Potenzial in AT (insbesondere in der Variante mit 100 % ges. RD in AT)
 verdrängt den Einsatz von Reservekraftwerken in DE aufgrund höherer Wirksamkeit der
 Kraftwerke in AT auf die Netzengpässe, insbesondere in Bayern.
- Die WEA-Absenkung besteht zum größten Teil aus Offshore-Einspeisung.
- Unter Berücksichtigung eines NTCs DE→AT i. H. v. 5,6 GW besteht kein Bedarf an ausländischer Netzreserve.









Ergebnisvergleich der Netzanalysen GS "Starklast/Starkwind", (t+1) und (t+3)

(t+1) (t+3)

Ergebnisvergleich (t+1) und (t+3)

	(t+1)			(t+3)			
	0% ges. RD in AT ("VIE-KRA aus")	50% ges. RD in AT ("VIE-KRA aus")	100% ges. RD in AT ("VIE-KRA aus")	0% ges. RD in AT	50% ges. RD in AT	100% ges. RD in AT	
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	3,4 GW	3,4 GW	3,2 GW	7,5 GW	8,4 GW	6,7 GW	
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,7 GW	6,1 GW	6,1 GW	8,0 GW	7,6 GW	7,4 GW	
Summe <u>negativer</u> RD	10,1 GW	9,5 GW	9,3 GW	15,5 GW	16,0 GW	14,1 GW	
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4,7 GW	4,6 GW	4,6 GW	9,2 GW	10,2 GW	8,7 GW	
Pos. RD ResKW in DE	1,6 GW ¹	0,7 GW ¹	0,7 GW ¹	4,0 GW ²	3,5 GW ²	0,7 GW ²	
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	1,2 GW (max.)	2,4 GW (max.)	0,0 GW	2,3 GW (max.)	4,7 GW (max.)	
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung ³	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	3,8 GW	3,0 GW	1,6 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	
Mindestens notwendiges zusätzliches pos. RD-Potenzial im Ausland	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW	0,0 GW	
Summe <u>positiver</u> RD	10,1 GW	9,5 GW	9,3 GW	15,5 GW	16,0 GW	14,1 GW	

¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 4,5 GW, davon sind 1,5 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

³ In der GS Starklast/-wind sind keine RD-fähigen hydr. KW in AT im Pumpbetrieb.









² Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 5,3 GW, davon sind 2,3 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
7.	Netzanalysen
	Starklast/Starkwind
	Niklas
	Sommer











Randbedingung der RD-Analysen für GS "Niklas", (t+1)



- Aufgrund von begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten von IT→CH im Intraday wurde die kontrahierten Netzreserveleistung aus IT (IBV: 1.316 MW) 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.
- In der Variante "KRA-VIE aus" wird die 220-kV-Leitung Vierraden-Krajnik (PL) abgeschaltet (Variante "KRA-VIE ein": eingeschaltet) und die Querregeltransformatoren in Hradec (CZ) als in Betrieb befindlich angenommen (Variante "KRA-VIE ein": nicht in Betrieb)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE (2.700 MW)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL in der Variante "KRA-VIE ein" 1.600 MW bzw. in der Variante "KRA-VIE aus" 1.400 MW werden eingehalten
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung
- Berücksichtigung der (t+1)-Jahresfreischaltplanung analog zur GS Starklast/-wind







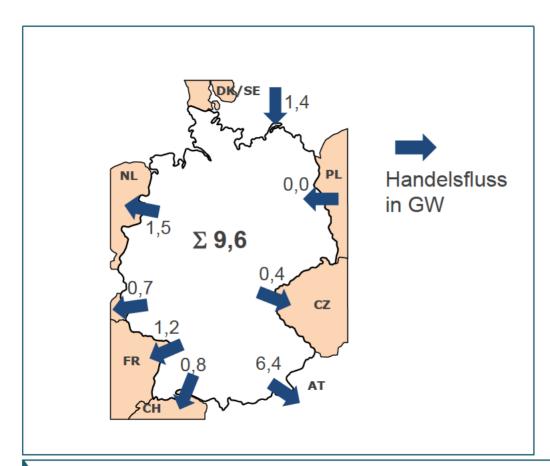


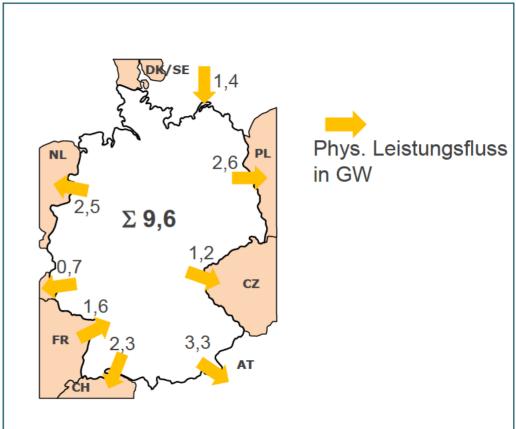
Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen) Angaben in GW



Ergebnisse Netzanalysen GS "Niklas", (t+1)















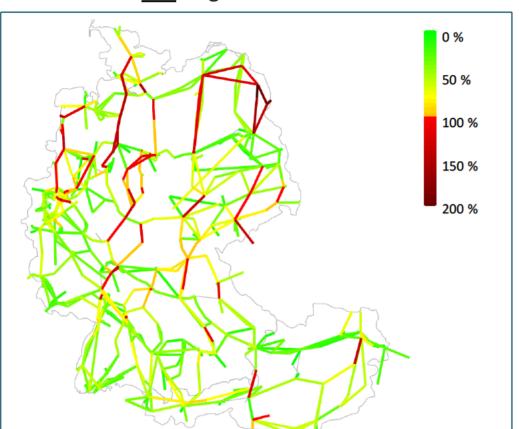
Stromkreisauslastung in der Variante "KRA-VIE aus" vor und nach Gegenmaßnahmen, (n-1)-Fall



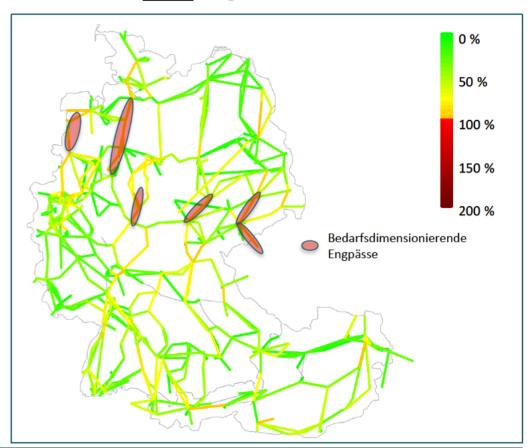
Ergebnisse Netzanalyse GS "Niklas", (t+1)



Vor Gegenmaßnahmen



Nach Gegenmaßnahmen



- Weiträumige Engpässe im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
 Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!
- Überlastung sind tendenziell geringer als die in der GS Starklast/-wind
- · Max. zulässiger Leistungsfluss DE → PL von 1.400 MW wird mit rd. 1.100 MW nicht vollständig ausgenutzt











Positiver und negativer RD in ohne ges. RD in AT

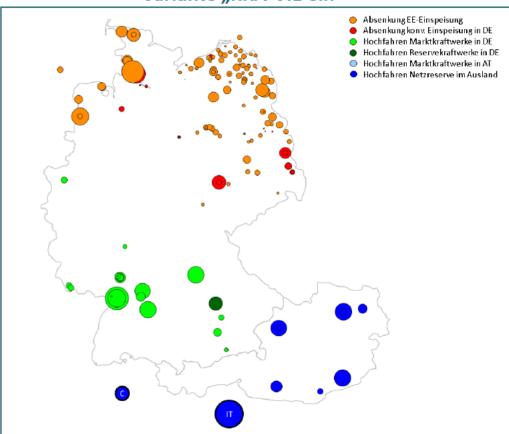
Ergebnisse Netzanalyse GS "Niklas", (t+1)



Variante ..KRA-VIE aus"

Absenkung EE-Einspeisung Absenkungkony, Einspeisung in DE Hochfahren Marktkraftwerke in DE Hochfahren Reservekraftwerke in DE Hochfahren Marktkraftwerke in AT Hochfahren Netzreserve im Ausland

Variante "KRA-VIE ein"



- In der Variante "KRA-VIE aus" ist keine ausl. Netzreserve erforderlich.
- In der GS "Niklas" werden die ResKW in DE nur im geringem Maße eingesetzt.
- In der Variante "KRA-VIE aus" findet eine Verlagerung des pos. RD in Richtung Nordwesten aufgrund der vorhandenen bedarfsdimensionierenden Netzengpässe von Nordost → Südwest statt.











Positiver und negativer RD mit 100 % ges. RD in AT

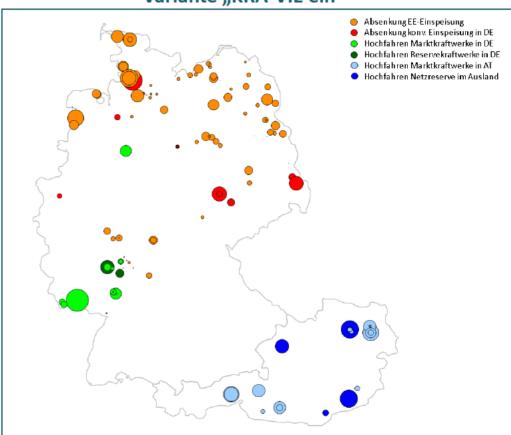
Ergebnisse Netzanalyse GS "Niklas", (t+1)



Variante "KRA-VIE aus"

Absenkung EE-Einspeisung Absenkung konv. Einspeisung in DE. Hochfahren Marktkraftwerke in DE Hochfahren Reservekraftwerke in DE Hochfahren Marktkraftwerke in AT. Hochfahren Netzreserve im Ausland

Variante "KRA-VIE ein"



- In der Variante "KRA-VIE aus" wird nur im geringen Umfang ges. RD in AT eingesetzt.
- Der Gesamt-RD ist in der Variante "KRA-VIE aus" geringer als in der Variante "KRA-VIE ein".









Netzanalysen GS "Niklas" in den Varianten "KRA-VIE <u>aus</u>" und "KRA-VIE ein"

(t+3)

Übersicht der Ergebnisse GS "Niklas" (t+1)



	0% ges. RD in AT KRA-VIE <u>aus</u>	0% ges. RD in AT KRA-VIE <u>ein</u>	100% ges. RD in AT KRA-VIE <u>aus</u>	100% ges. RD in AT KRA-VIE <u>ein</u>
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	5,4 GW	7,4 GW	5,4 GW	5,7 GW
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,7 GW	2,6 GW	0,6 GW	1,8 GW
Summe <u>negativer</u> RD	6,1 GW	9,0 GW	6,0 GW	7,5 GW
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,9 GW	4,4 GW	5,1 GW	1,9 GW
Pos. RD ResKW in DE ¹	0,2 GW	0,8 GW	0,4 GW	0,4 GW
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	0,0 GW	0,5 GW	3,1 GW
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	1,2 GW
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	0,0 GW	3,8 GW (max.)	0,0 GW	2,1 GW ²
Summe <u>positiver</u> RD	6,1 GW	9,0 GW	6,0 GW	7,5 GW

Aufgrund des geringen Einsatzes des gesicherten RD-Potenzial sowie deutscher ResKW in der Variante 100% ges. RD AT ist zu erwarten, dass die Ergebnisse für 50% und 100% ges. RD in AT nahezu identisch sind.

² Es wurde keine Netzreserve in CH und IT eingesetzt.









¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 4,5 GW, davon sind 1,5 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.



Zusammenfassung

Ergebnisse Netzanalysen GS "Niklas" (t+1)



- Die GS Niklas zeigt sich unkritischer als die GS "Starklast/Starkwind":
 - Handelsfluss DE→AT ist deutlich geringer als in der GS "Starklast/Starkwind"
 - Gesamt-RD ist rd. 50 % niedriger als in der GS "Starklast/Starkwind"
 - Geringerer Einsatz von ResKW in DE in der GS "Niklas"
- Mögliche Gründe:
 - Ggü. der zu "Niklas 2015" vorgelegenen Netztopologie ist die 380-kV-Leitung Altenfeld –
 Redwitz in der GS "Niklas" in Betrieb
 - Ggf. notwendige Freischaltungen (Ost-West-Trennung in Großkrotzenburg) zum Zeitpunkt "Niklas 2015" sind nicht im (t+1)-Netzmodell enthalten, welche zusätzlich zu Netzengpässen führten
- Öffnung der 220-kV-Leitung Vierraden-Krajnik (PL) im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa (PL) und Hradec (CZ) (Variante "KRA-VIE aus") reduziert den RD-Umfang deutlich











Randbedingung der RD-Analysen für GS "Niklas", (t+3)



- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE (2.700 MW)
- Maximal zulässige Leistungsflüsse DE → PL 1.600 MW
- Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten für Regelleistung









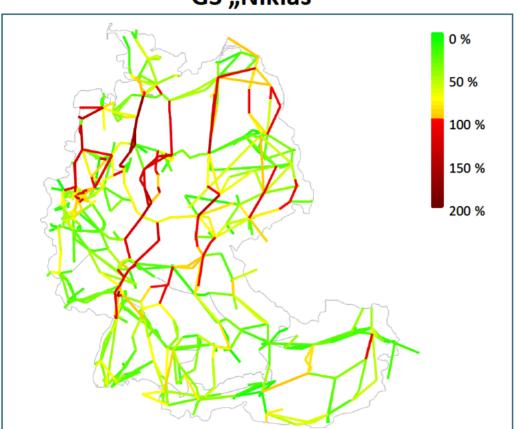
Vergleich der Stromkreisauslastung vor Gegenmaßnahmen, im (n-1)-Fall



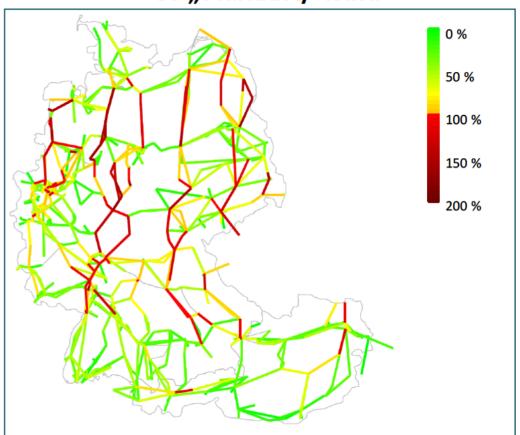
Ergebnisse Netzanalysen RD in AT (t+3)



GS "Niklas"



GS "Starklast/-wind"



- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe in beiden Grenzsituationen
- GS "Niklas" sind im Vergleich zur GS "Starklast/-wind" weniger Überlastungen in Süd-DE ***Hinweis: Es wurden keine gemeinsamen Systemanalysen mit APG durchgeführt. Deshalb darf aus diesen Darstellungen keine abschließende Bewertung der Systemsicherheit in AT abgeleitet werden!***











Positiver und negativer RD in Abhängigkeit des ges. RD in AT

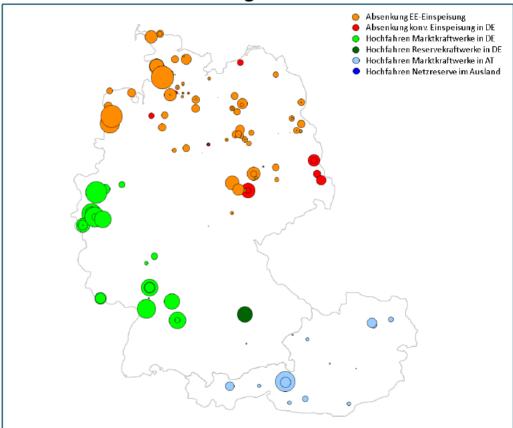
Ergebnisse Netzanalysen GS "Niklas" (t+3)



0 % ges. RD in AT

Absenkung EE-Einspeisung Absenkung konv. Einspeisung in DE Hochfahren Marktkraftwerke in DE Hochfahren Reservekraftwerke in DE Hochfahren Marktkraftwerke in AT. Hochfahren Netzreserve im Ausland

100 % ges. RD in AT



- Die GS "Niklas" ist nicht bedarfsdimensionierend.
- Bereits ohne ges. RD in AT können die Netzengpässe behoben werden.
- In allen Varianten ist ein geringer Einsatz von ResKW in DE notwendig.











Netzanalysen GS "Niklas"

Übersicht der Ergebnisse GS "Niklas" (t+3)



	0% ges. RD in AT	100% ges. RD in AT
Neg. RD EE-Einspeisung (Einsenkung)	9,4 GW	8,3 GW
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,0 GW	1,8 GW
Summe <u>negativer</u> RD	11,4 GW	10,1 GW
Pos. RD marktbasierter KW in DE	11,0 GW	7,9 GW
Pos. RD ResKW in DE ¹	0,4 GW	0,4 GW
Pos. Ges. RD-Potenzial in AT	0,0 GW	1,3 GW
davon pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung	0,0 GW	0,5 GW
Pos. RD Netzreserve im Ausland (IBV)	0,0 GW	0,0 GW
Summe <u>positiver</u> RD	11,4 GW	10,1 GW

Aufgrund des geringen Einsatzes des gesicherten RD-Potenzial sowie deutscher ResKW in der Variante 100% ges. RD AT ist zu erwarten, dass die Ergebnisse für 50% und 100% ges. RD in AT nahezu identisch sind.









¹ Die installierte Leistung deutscher ResKW beträgt 5,3 GW, davon sind 2,3 GW als ggü. heute zusätzlich in (t+1) angenommene ResKW.



Zusammenfassung

Ergebnisse Netzanalysen GS "Niklas" (t+3)



- Die GS Niklas zeigt sich auch in (t+3) unkritischer als die GS "Starklast/Starkwind"
 - Handelsfluss DE→AT ist deutlich geringer als in der GS "Starklast/Starkwind"
 - Gesamt-RD ist deutlich niedriger als in der GS "Starklast/Starkwind"
 - Geringerer Einsatz von ResKW in DE und RD in AT in der GS "Niklas"
- Der Gesamt-RD ist in (t+3) deutlich geringer als in (t+1), Variante "KRA-VIE aus".
- Die WEA-Einsenkung liegt in der Größenordnung wie in der GS "Starklast/Starkwind".
- Die Einsenkung von EE-Einspeisung beinhaltet in (t+3) erstmalig einen Anteil von rd.
 - 0,1 GW PV-Absenkung. In (t+1) wird kein PV-Absenkungspotenzial angenommen.









Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1.	Executive Summary
2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung
3.	Vorgehensweise / Methodik Systemanalysen 2016
4.	Eingangsparameter
5.	Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
6.	Marktsimulation
7.	Netzanalysen
	Starklast/Starkwind
	Niklas
	Sommer











Randbedingung der RD-Analysen für GS "Sommer", (t+1)



- Maximal zulässige Leistungsflüsse NL → BE (2.700 MW) und DE → PL (1.300 MW) werden eingehalten
- Keine Berücksichtigung der für 2016 zwischen den TSOs abgestimmte Jahresfreischaltplanung für (t+1), da die Analyse Fokus auf das Sommerhalbjahr 2017 legt
- Berücksichtigung von Frei-/Sonderschaltungen reduziert sich für den Sommer 2017 auf bereits absehbare, aber tendenziell kritische Freischaltungen im geringeren Umfang
- Ergebnisse und Schlussfolgerungen erfolgen auf Basis einer Zeitreihenanalyse des Sommerhalbjahres von Mai bis September (keine explizite Einzelfallbetrachtung)
- Die seitens APG für das Sommerhalbjahr 2017 kontrahierte Netzreserve i. H. v. 800 MW wurden nicht als gesichertes RD-Potenzial in AT berücksichtigt.







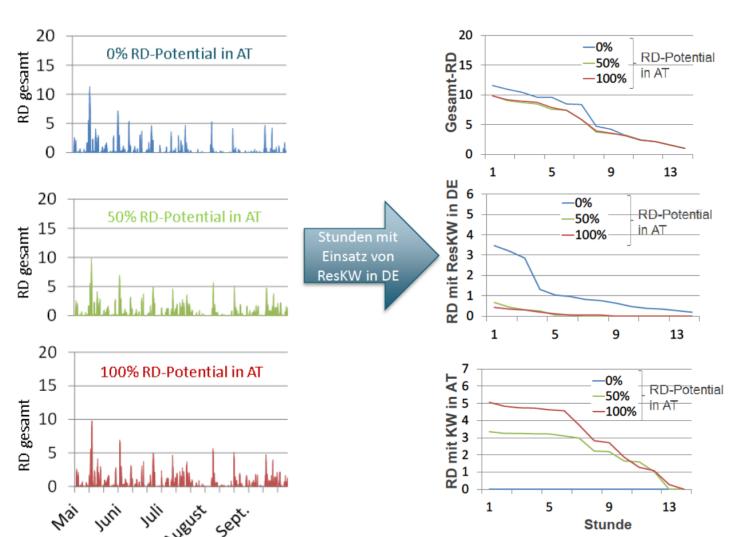




Kritische Grenzsituation Sommer 2017

Ergebnisse Netzanalysen GS "Sommerfall" (t+1)





- Im Sommer-Halbjahr (Mai September) ist in vielen Stunden RD erforderlich.
- Der Einsatz von ResKW in DE ist nur in wenigen Stunden erforderlich.
- Der Gesamt-RD reduziert sich mit ges. RD in AT nur geringfügig.











Kritische Grenzsituation Sommer 2019

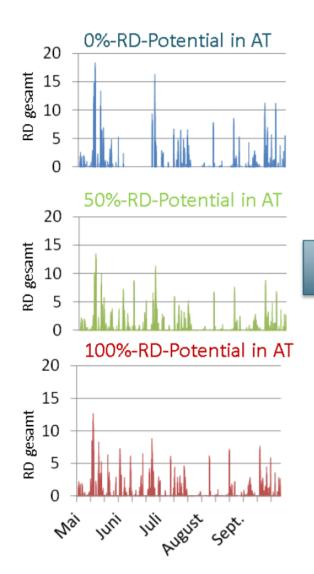
Stunden mit

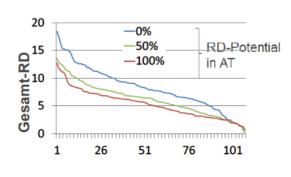
Einsatz von

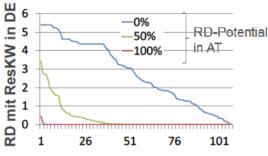
ResKW in DE

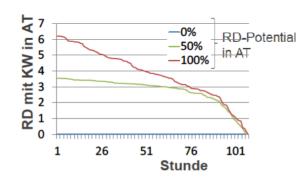
Ergebnisse Netzanalysen GS "Sommerfall" (t+3)











- Im Sommer-Halbjahr (Mai September) ist in vielen Stunden RD erforderlich.
- Der Einsatz von ResKW in DE ist in rund
 100 Stunden erforderlich.
- Der Gesamt-RD reduziert sich bereits mit
 50 % ges. RD in AT signifikant.
- Der max. erforderlich Gesamt-RD steigt in (t+3) ggü. (t+1) deutlich an.











Zusammenfassung

Ergebnisse Netzanalysen GS "Sommerfall"



- Die auf das Sommerhalbjahr bezogenen Voranalysen zur Bestimmung kritischer Grenzsituationen zeigen keine kritischen Stunden, die eine Netzreserve in AT zwingend benötigen.
 - Auch im Sommerhalbjahr ist der Einsatz von Reservekraftwerken in DE zur Behebung von Netzengpässen zwingend notwendig.
 - Alle Situationen sind mit dem verfügbaren marktbasierten RD-Potenzial und den vorhandenen Reservekraftwerken in DE sowie topologischen Maßnahmen (Schalthandlungen) beherrschbar.
 - Südostbayerische Leitungen sowie die Grenzkuppelleitungen von DE nach AT zeigen nach RD keine verbleibenden Überlastungen.
 - Für das Sommerhalbjahr 2017 ergibt sich in rd. 15 Stunden (Sommerhalbjahr 2019 rd. 100 Stunden) ein Einsatz von Reservekraftwerken in DE.
 - Gesichertes RD-Potenzial in AT reduziert den RD-Einsatz in DE.







