

Ergebnisdokumentation t+2/ t+4

Bedarfsanalysen 2014

Stand 30.04.2014

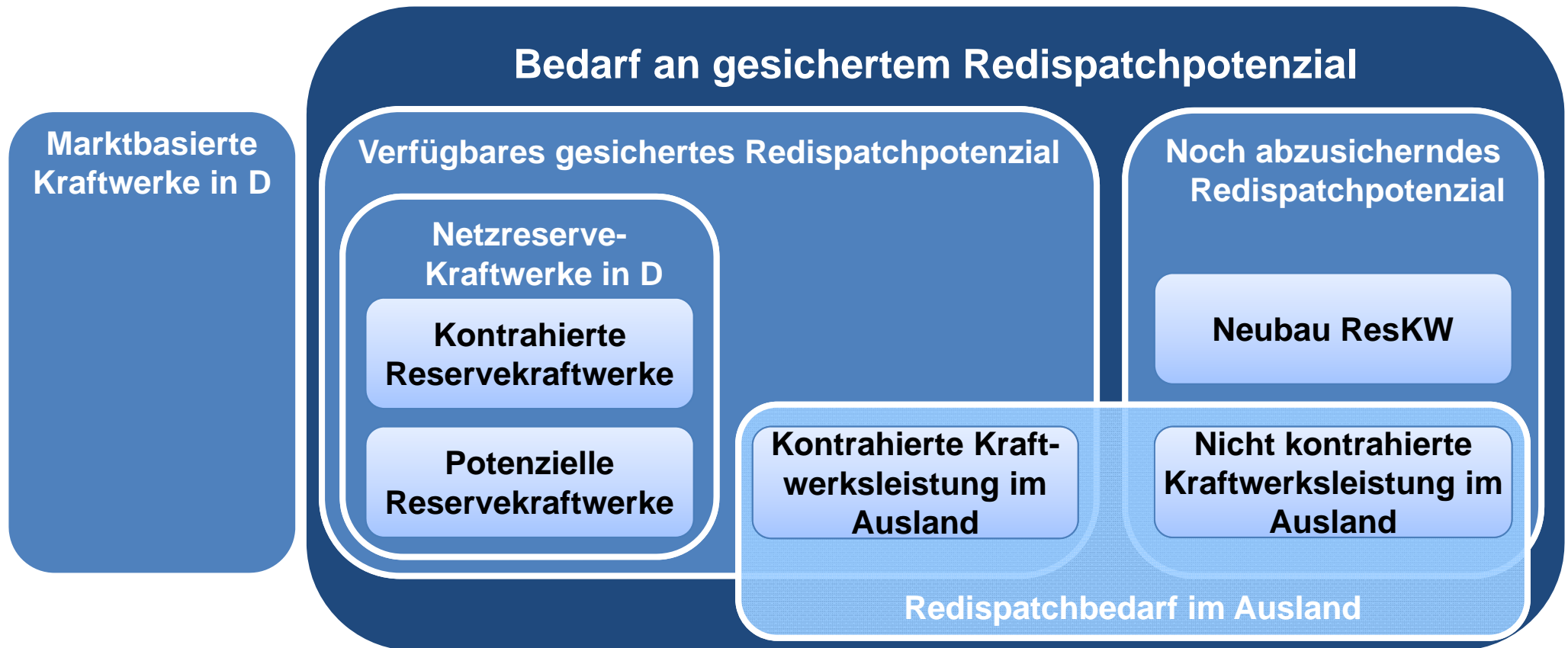


▪ Executive Summary

- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise BA 2014
- Eingangsparameter
- Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014
 - Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs
 - Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

EXECUTIVE SUMMARY

Begriffsdefinition innerhalb der Bedarfsanalysen



→ Die Ausweisung des erforderlichen Redispatchbedarfs für Deutschland beinhaltet ausschließlich konv. Kraftwerke südlich der sog. „Main-Linie“.

→ Stichtag bereits kontrahierter Kraftwerksleistung ist der 1. März 2014.

EXECUTIVE SUMMARY

Von den ÜNB empfohlene Maßnahmen

- Ein **Bedarf zum Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland** kann aus den bisherigen Bedarfsanalysen **nicht** abgeleitet werden.
- Zur Beherrschung der **Dunkelflaute** besteht die Notwendigkeit, zusätzlich zum Redispatch mit Marktkraftwerken weiteres **gesichertes Redispatchpotenzial** vorzuhalten. Kapazitäten, die im Inland nicht bereitgestellt werden können, sind im Ausland vertraglich zu binden.
- Zur Beherrschung des **Starkwindszenarios** sind verschiedene Maßnahmen (in Kombination) denkbar:
 - Vorhaltung von **gesichertem Redispatchpotenzial** im In- und Ausland
 - Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der Grenze DE/AT mit Fokus auf die Vermeidung von volkswirtschaftlich nicht mehr vertretbaren, übermäßigen Redispatch zum „Countertrading“ des Exports
 - Flankierend dazu präventive vorbörsliche Reduzierung der Erzeugung nördlich der „engpassbehafteten“ Regionen als Notfallinstrument in seltenen Fällen
 - Redispatch mit freien marktbasierenden Kraftwerke im Ausland „nach Können und Vermögen“
- Ausweisung aller zur Stilllegung angezeigten Kraftwerke (außer Kernkraftwerke) in Süddeutschland als systemrelevant.
- Schaffung von regulatorischen Voraussetzungen, um marktbezogene Maßnahmen im südlichen Ausland effizienter und prozessual sicher einsetzen zu können
- **Umsetzung der im Netzentwicklungsplan identifizierten Ausbaumaßnahmen ohne Verzögerungen.**

EXECUTIVE SUMMARY

Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

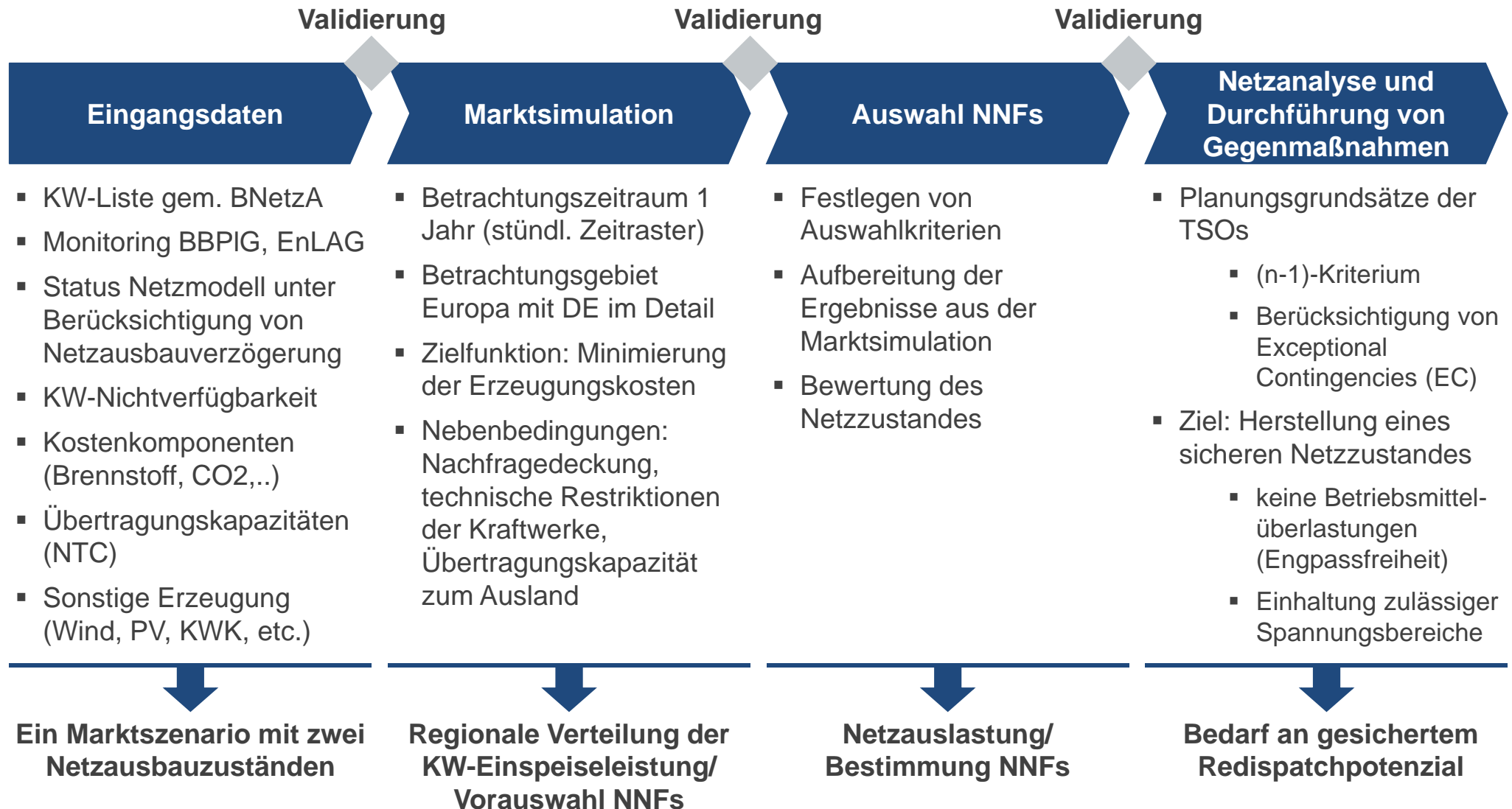
- Der Bedarf an **gesichertem Redispatchpotenzial** wird dimensioniert durch die **Starklast/Starkwind**-Situation unter Berücksichtigung von Netzausbauverzögerungen (sog. Fall 2).
- Diese dimensionierende Starklast/Starkwind-Situation wird exemplarisch durch die **Stunde 8298** mit einer Windeinspeisung von 85,8 % der installierten WEA-Leistung dargestellt.
- Für den Winter 2015/16 (t+2) empfehlen die ÜNB ein **gesichertes Redispatchpotenzial von 6,0 GW**.
- Für den Winter 2017/18 (t+4) empfehlen die ÜNB ein **gesichertes Redispatchpotenzial von 7,0 GW**.

Anmerkung

In den Bedarfsanalysen 2014 wurde der im südlichen Ausland benötigte Redispatchbedarf vornehmlich in Österreich unterstellt. Eine vergleichbare netzentlastende Wirkung könnte auch ein Redispatch in anderen südlichen Ländern Europas erzielen.

EXECUTIVE SUMMARY

Prozess der Bedarfsanalysen 2014 für die Zeithorizonte t+2 und t+4



EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnisübersicht der Bedarfsanalysen, Starklast/Dunkelflaute, Fall 2

	Starklast/Dunkelflaute (8419)	
	t+2	t+4
Handelsbilanz DE (vor Gegenmaßnahmen)	0,7 GW (Import)	2,3 GW (Import)
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-Deutschland	0 GW	0 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	3,5 GW	0 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland	3,0 GW ¹⁾	0 GW
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	0,5 GW ²⁾	0 GW
Berücksichtigung von EC ergibt <u>zusätzlichen</u> Redispatchbedarf in IT/ AT	1,7 GW	0 GW

¹ Davon bereits rd. 1,4 GW kontrahierte Reservekraftwerke (Stand 1. März 2014).

² In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnis der Bedarfsanalysen Zeithorizonte t+2, Starklast/Dunkelflaute, Fall 2

In t+2 besteht in der Situation „Starklast/Dunkelflaute“ ein erheblicher Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial.

- Der **Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial** beträgt in dieser Situation **3,5 GW**.
 - Aufgrund **regionaler Netzengpässe** können jedoch in der Starklast/ Dunkelflaute-Situation nur 3 GW anstatt möglichen 3,3 GW der **Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland** eingesetzt werden.
 - Von diesen 3 GW sind bereits rund 1,4 GW **kontrahierte Reservekraftwerke** in Deutschland (Stand 1. März 2014).
 - Der **Redispatchbedarf in Österreich** beträgt in der Starklast/ Dunkelflaute **0,5 GW**.
 - Zur Beherrschung der **Exceptional Contingencies** (EC) ist bei Starklast/ Dunkelflaute ein zusätzlicher **Redispatchbedarf im südlichen Ausland** von rd. **1,7 GW** notwendig.
- ➔ **Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Import aus dem Ausland notwendig.**
- ➔ **Der Einsatz von Netzreserve-Kraftwerken in Deutschland und kontrahierte Kraftwerksleistung im (südlichen) Ausland ist für diese Situationen unbedingt erforderlich.**

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnis der Bedarfsanalysen Zeithorizonte t+4, Starklast/Dunkelflaute, Fall 2

In t+4 besteht im Gegensatz zu t+2 kein Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial.

- Der **notwendige Redispatchbedarf** beträgt in dieser Situation **0 GW**.
 - Die Umsetzung der in t+4 ggü. t+2 unterstellten **Netzerweiterungen** führt zu höheren Übertragungskapazitäten.
 - Der **Import Deutschlands** in t+4 ist um rd. 1,6 GW höher als in t+2.
 - Diese Steigerung des Imports wird insbesondere aus den **alpinen Ländern** gedeckt.
-
- ➔ Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Import aus dem Ausland notwendig.
 - ➔ Der Einsatz von Netzreserve-Kraftwerken in Deutschland und kontrahierte Kraftwerksleistung im (südlichen) Ausland ist für diese Situationen unbedingt erforderlich.

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnisübersicht der Bedarfsanalysen, Starklast/Starkwind, Fall 2

	Starklast/-wind (8298)	
	t+2	t+4
Handelsbilanz DE (vor Gegenmaßnahmen)	11,2 GW (Export)	13,7 GW (Export)
Windenergieabsenkung in Nord-DE	0,6 GW	1,2 GW
Windenergieeinspeisung <u>nach</u> Absenkung	34,5 GW	39,1 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-Deutschland	5,1 GW	5,5 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	6,0 GW	7,0 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland	2,6 GW ^{1,2)}	3,9 GW ¹⁾
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,4 GW ³⁾	3,1 GW

¹ Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

² Davon bereits rd. 1,4 GW kontrahierte Reservekraftwerke (Stand 1. März 2014).

³ In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnis der Bedarfsanalysen Zeithorizonte t+2, Starklast/-wind, Fall 2

In t+2 besteht ein erheblicher Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial.

- Eine besonders kritische Netzsituation stellt sich in Netznutzungsfällen ein, die durch die Merkmale **Starklast/-wind** gekennzeichnet sind.
 - Diese Fälle führen zu einem hohen Nord-Süd-Leistungsfluss bedingt durch
 - die ungleiche regionale Verteilung von Erzeugung (Norden) und Last (Süden) in Deutschland,
 - sehr hohe Exporte vor allem in Richtung Österreich/Italien (keine NTC-Einschränkungen).
 - Der **Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial** beträgt in dieser Situation **6,0 GW**.
 - Aufgrund **regionaler Netzenspässe** können jedoch in der Starklast/-wind-Situation nur **2,6 GW** anstatt der möglichen 3,3 GW **der Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland** eingesetzt werden.
 - Der **Redispatchbedarf in Österreich** beträgt in der Starklast/-wind-Situation **3,4 GW**
- ➔ **Diese Netzsituationen stellt mit Blick auf den Erzeugungsüberschuss Deutschlands kein Problem hinsichtlich der Versorgungssicherheit dar.**
- ➔ **Zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist jedoch ein erheblicher Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial i. H. v. 6,0 GW erforderlich.**

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnis der Bedarfsanalysen Zeithorizonte t+4, Starklast/-wind, Fall 2

In t+4 ist der Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial ggü. t+2 kaum verändert.

- Eine besonders kritische Netzsituation stellt sich auch in Netznutzungsfällen ein, die durch die Merkmale **Starklast/-wind** gekennzeichnet sind.
- Diese Fälle führen verstärkt zu einem hohen Nord-Süd-Leistungsfluss bedingt durch
 - die ungleiche regionale Verteilung von Erzeugung (Norden) und Last (Süden) in Deutschland,
 - sehr hohe Exporte vor allem in Richtung Österreich/Italien (keine NTC-Einschränkungen).
- Der **Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial** beträgt in dieser Situation **7,0 GW**.
- Aufgrund **regionaler Netzengpässe** können auch hier nur **3,9 GW** anstatt der möglichen 4,7 GW der Netzreserve-Kraftwerke **in Deutschland** eingesetzt werden.
- Der **Redispatchbedarf in Österreich** liegt in der Starklast/-wind-Situation bei **3,1 GW**.

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

- ➔ Diese Netzsituationen stellt mit Blick auf den Erzeugungsüberschuss Deutschlands kein Problem hinsichtlich der Versorgungssicherheit dar.
- ➔ Zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist jedoch ein erheblicher Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial i. H. v. 7,0 GW erforderlich.

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnisübersicht der Bedarfsanalysen, Starklast/ Starkwind, Fall 2, Sensitivität NTC

	Starklast/ Starkwind (8298), t+2	
	<u>Ohne</u> NTC DE → AT	<u>Mit</u> NTC DE → AT von 4 GW
Handelsbilanz DE (vor Gegenmaßnahmen)	11,2 GW (Export)	8,7 GW (Export)
Windenergieabsenkung in Nord-DE	0,6 GW	1,2 GW
Windenergieeinspeisung <u>nach</u> Absenkung	34,5 GW	33,9 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-DE	5,1 GW	6,0 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	6,0 GW	2,2 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in DE	2,6 GW ^{1,2)}	2,2 GW ²⁾
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,4 GW ³⁾	0,0 GW ⁴⁾

¹ **Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen**

²Davon bereits rd. 1,4 GW als Reservekraftwerk kontrahiert (Stand 1. März 2014).

³In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

⁴Redispatch i. H. v. 0,5 GW in PL erforderlich wegen Verletzung der maximal zulässigen grenzüberschreitenden Leistungsflüsse.

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnis der Bedarfsanalysen Zeithorizonte t+2, Starklast/ Starkwind, Fall 2, NTC

Die Einführung eines NTCs DE → AT von 4,0 GW reduziert den Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial.

- **Begrenzung des Handels** DE → AT mittels NTC von 8,2 GW auf 4,0 GW
 - Davon verlagern sich rd. 1,7 GW als zusätzlicher Handel nach CZ/ PL, sodass sich der **gesamtdeutsche Export** nur um rd. 2,5 GW (größtenteils konv. Kraftwerke in DE) reduziert.
 - Die frei gewordenen marktbasierende Kraftwerksleistung insbesondere in Süd-DE wird als zusätzliche Redispatchleistung benötigt.
 - Vorgenannte Verschiebung der Erzeugung verringern die Netzbelastung in Deutschland.
 - Zur Begrenzung des max. zulässigen Leistungsflusses DE → PL von 1,6 GW ist ein **Redispatch in PL** von **rd. 0,5 GW** erforderlich.
 - Der Bedarf an **Netzreserve-Kraftwerken in D** reduziert sich von 2,6 GW auf **2,2 GW**.
- ➔ **Der Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial (ohne PL) reduziert sich um 3,8 GW auf 2,2 GW.**

EXECUTIVE SUMMARY

Ergebnisvergleich für Starklast/-wind, Fall 2 in t+2 und t+3 (Bedarfsanalyse 2013)

	t+2 (BA 2014)	t+3 (BA 2013)
Windenergieabsenkung	0,6 GW	1,7 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-Deutschland	5,1 GW	5,3 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	6,0 GW	4,8 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland	2,6 GW ^{1,2)}	2,9 GW ^{1,2)}
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,4 GW ³⁾	1,9 GW ³⁾

- Die **Handelsflüsse** zu den Nachbarländern sind bis auf Österreich nahezu identisch.
 - Der **Handelsfluss nach Österreich** ist mit 8,2 GW deutlich höher als in den Analysen 2013 (5,7 GW). Grund ist eine höhere Windeinspeisung gegenüber den Analysen 2013.
 - Dieser höhere Handelsfluss und der damit einhergehende höherer physikalische Leistungsfluss führt zu Engpässen. Hierdurch ist der deutlich **höhere Redispatchbedarf in AT** erklärbar.
- ➔ **Unter Berücksichtigung des o. g. höheren Handelsflusses, der ggü. den Bedarfsanalysen 2013 aktualisierten Eingangsdaten der Marktsimulation bzw. des Netzmodells sowie der verbesserten Analysemethodik sind die Ergebnisse somit nachvollziehbar.**

¹ **Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen**

² Davon bereits rd. 1,4 GW kontrahierte Reservekraftwerke (Stand 1. März 2014).

³ In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

Agenda

-
- Executive Summary
 - **Aufgabenstellung und Zielsetzung**
 - Vorgehensweise BA 2014
 - Eingangsparameter
 - Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014
 - Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs
 - Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen
-

Aufgabenstellung und Zielsetzung

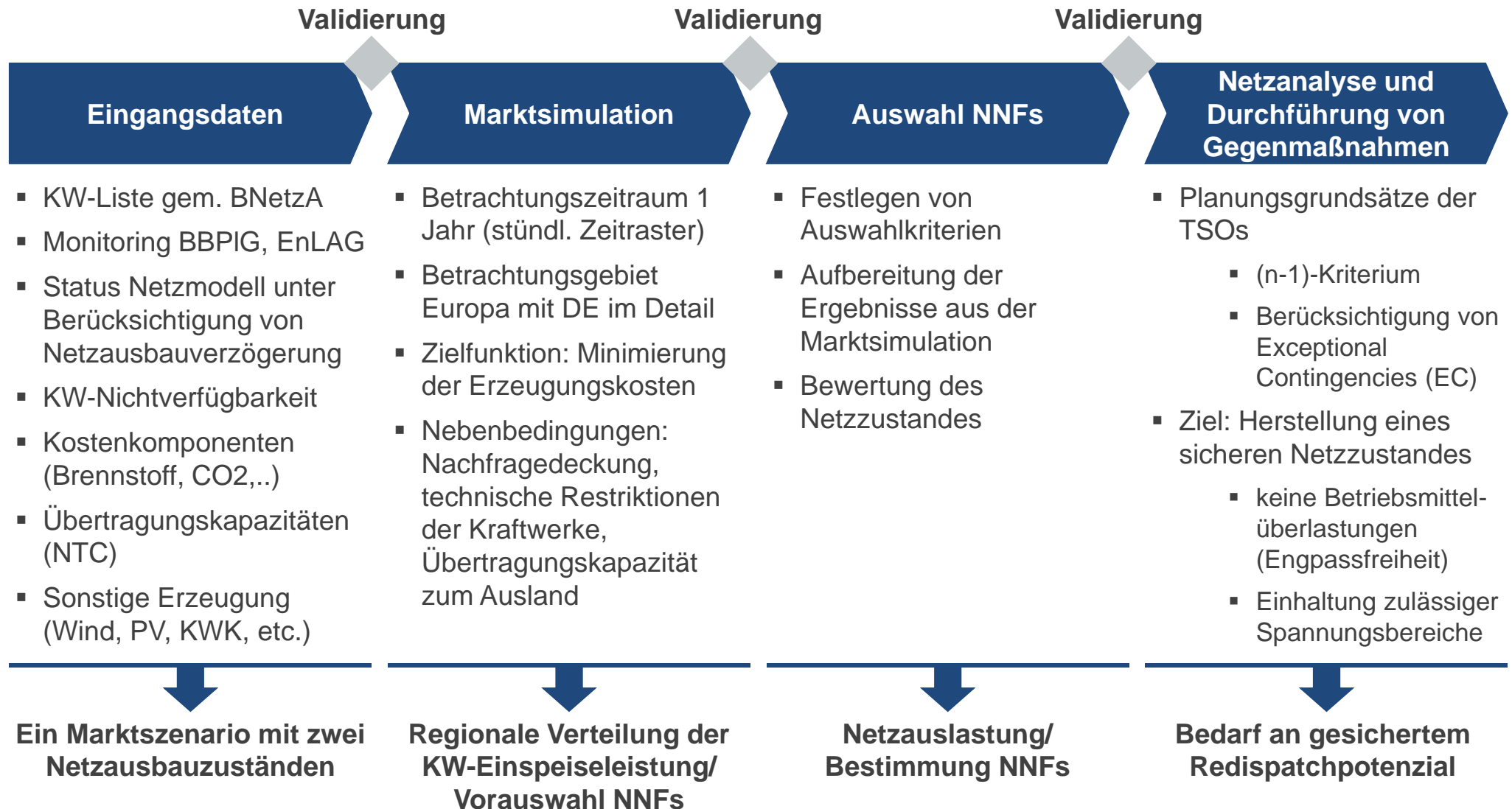
- **Energiewende führt zu erheblichen Änderungen in der deutschen Erzeugungsstruktur**
 - Fortschreitender Zubau von WEA-Erzeugung vornehmlich in Norddeutschland
 - Zunehmende Stilllegungen von konventionellen Erzeugungsanlagen aufgrund verminderter Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen
 - Beschleunigter Kernenergieausstieg
 - Zunehmend lastferne Erzeugungsstruktur
 - Erhöhte Transportanforderungen an die Übertragungsnetze
- **Die vorhandenen und absehbaren Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze führen kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung**
- **Untersuchungen zum Winter 2015/16 und 2017/18 hinsichtlich der Risiken für die Systemsicherheit erforderlich**
- ➔ **Systemanalysen nach ResKV zur Bestimmung des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial**

Agenda

-
- Executive Summary
 - Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - **Vorgehensweise BA 2014**
 - Eingangsparameter
 - Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014
 - Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs
 - Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen
-

Vorgehensweise

Prozess





- Soweit nicht anders vermerkt, liegen den (t+2/4)-Bedarfsanalysen die Eingangsparameter zum Kraftwerkspark und zum Netzausbauzustand zugrunde, die mit dem Bestätigungsschreiben der BNetzA vom 19.12.2013 den ÜNB übermittelt worden sind. Stilllegungsanzeigen bis Ende Dez. 2013 wurden berücksichtigt. KW-Leistungen wurden mit denen der (t+1)-Analysen harmonisiert.
- Umgang mit Kraftwerken, die im Betrachtungszeitraum als vorübergehend stillgelegt angenommen werden:
 - Keine Teilnahme am Energiemarkt → kein Einsatz dieser Kraftwerke im Rahmen der Marktsimulation
 - Stehen als potenzielle Reservekraftwerke zur Verfügung, sofern im Einzelfall nicht anders vermerkt



- **Konventionelle Kraftwerke:**
 - KW-Liste der BNetzA unter Berücksichtigung von Zubauten und aktualisierten Stilllegungsanzeigen (Stand 20.12.2013)
 - Erweiterung der blockscharfen Abbildung um relevante Kraftwerke der Nachbarländer von Deutschland
- **Erneuerbare Energien:**
 - Installierte Leistungen aus dem Trendszenario der Mittelfristprognose¹ der ÜNB
 - Leistung Wind Offshore aus unterem Szenario zzgl. 300 MW
 - Regionalisierung entsprechend der Methodik des NEP 2014
- **Wetterjahr 2007** (Verwendung auch im NEP2013)
- Abgestimmte **NTC** mit den Nachbarländern von Deutschland
- **Last:** genehmigte Zahlen² auf Basis BNetzA-Erhebung für 2012
- **Zielfunktion:** Minimierung der Erzeugungskosten

¹ Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken

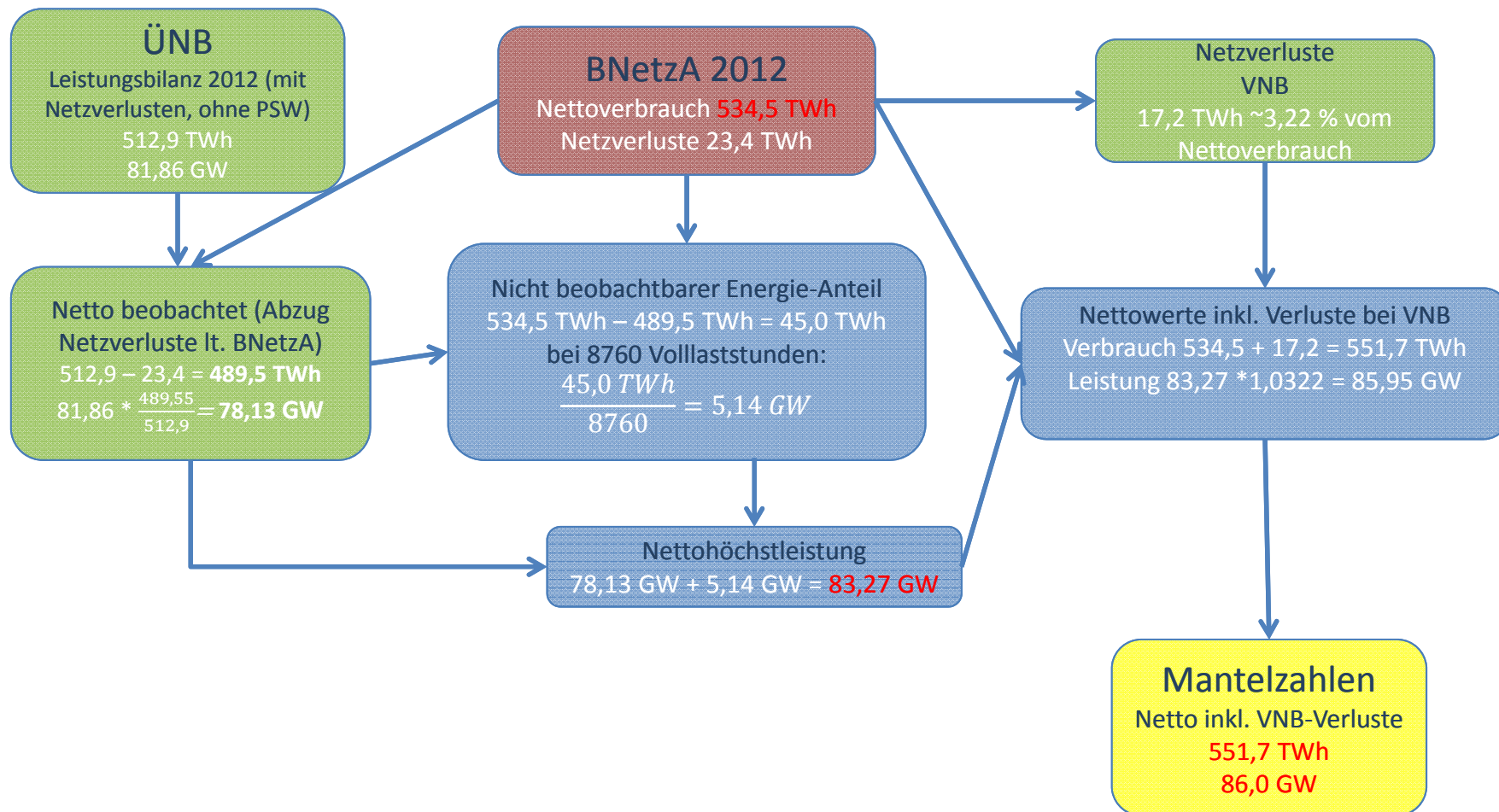
² Nettostrombedarf: 551,7 TWh und Jahreshöchstlast: 86,0 GW (inkl. Verluste im Verteilnetz)

Vorgehensweise

Methodik 1/4 - Eingangsdaten

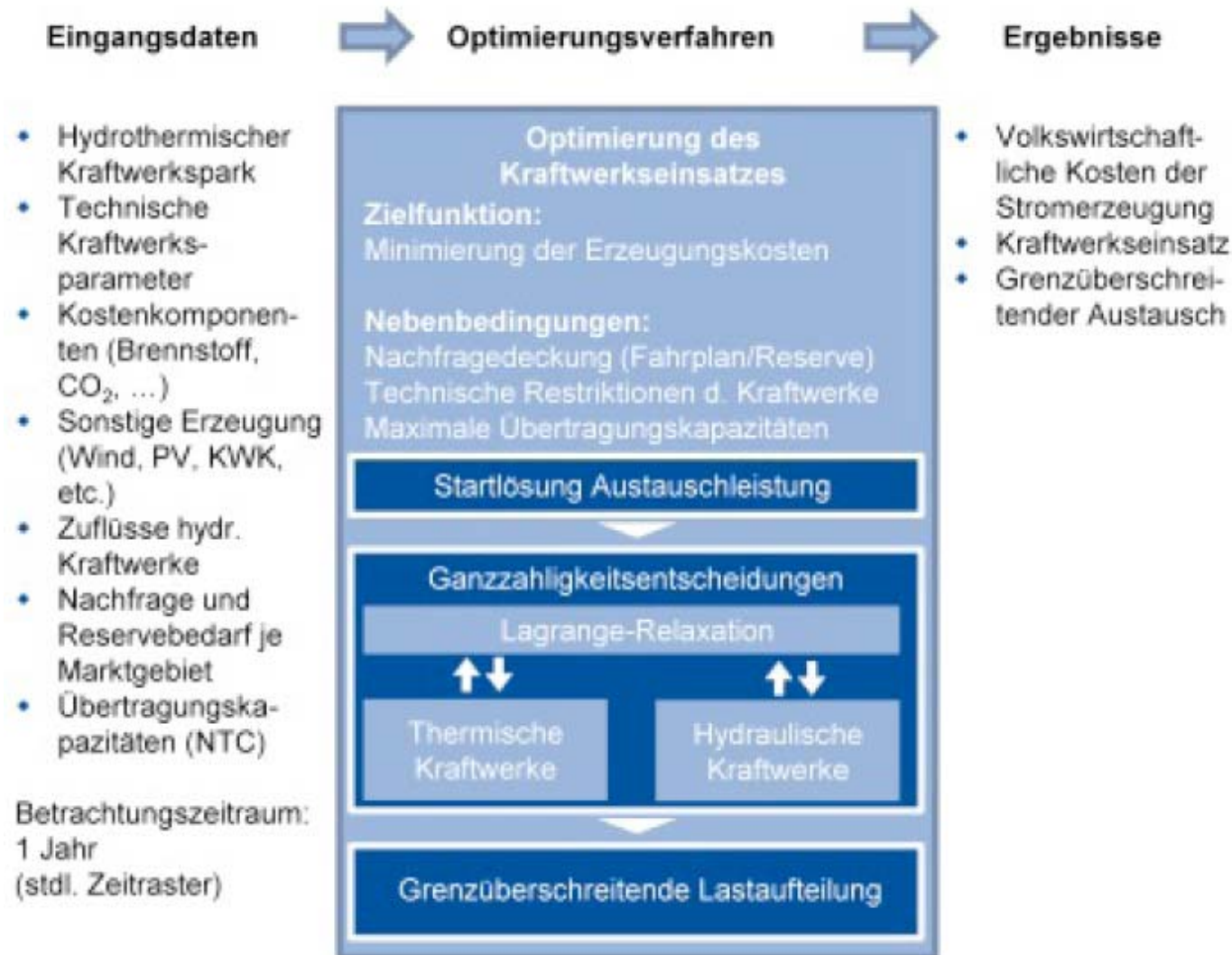


Verfahren zur Ermittlung der Verbraucherleistung und des Energiebedarfs



Vorgehensweise

Methodik 2/4 - Marktsimulation



Quelle: IAEW



- **Systemsicherheitsrelevante (n-1)-Ausfallsituationen**
 - Ausfall von Stromkreisen und 380/220-kV-Transformatoren bzgl. Leistungsfluss und Spannungshaltung
 - Ausfall von Blindleistungserzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten am Übertragungsnetz bzgl. Spannungshaltung
- **Exceptional Contingencies (EC)**
 - Ausfall einzelner 380-kV-Sammelschienen in kritischen Netzregionen bzw. in Schwerpunktanlagen bzgl. Leistungsfluss und Spannungshaltung
 - Fallweise Kombinationen von Einfachausfällen auf Haupttransportachsen bzgl. Leistungsfluss und Spannungshaltung
- **Ermittlung kritischer Netzbetriebsmittel**
- **Schrittweise Analyse der erforderlichen Maßnahmen zum engpassfreien Netz und Einhaltung der Spannungsgrenzen**



- **Berücksichtigung von Netzverlusten im HöS-Netz**
 - Die Marktsimulation berücksichtigt als HöS-Netzverluste pauschal 2 % der zugrunde gelegten deutschen Lastannahme (d. h. maximal 1.720 MW bei 86 GW P_{\max} in Deutschland).
 - Die „richtigen“ HöS-Netzverluste werden im Netzmodell ermittelt und können je nach Übertragungsaufgabe deutlich höher liegen aber auch niedriger sein.
 - Insbesondere durch die Einspeiseverlagerung von Norden nach Süden (z. B. durch Redispatch) werden die HöS-Netzverluste üblicherweise verringert.
 - Die Differenz zwischen den im Marktmodell angenommenen und im Netzmodell ermittelten HöS-Netzverlusten wird entsprechend der Merit-Order innerhalb Deutschlands ausgeregelt.

Vorgehensweise

Methodik 4/4 – Durchführung von Gegenmaßnahmen



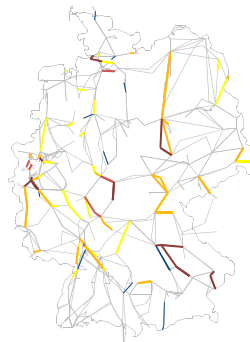
Netzbezogene Maßnahmen

- Änderungen der Netztopologie
- Aufzeigen ggf. mittelfristig realisierbarer netzseitiger Abhilfemaßnahmen, z.B.
 - Zubeseilung/ Stromkreisauflage bzw. Stromkreisverstärkung (z.B. FLM, HTLS, TAL,)
 - Zubau von Kompensationsanlagen (Phasenschieber, Drosseln, MSCDN, SVC)
 - Zubau von 380/220-kV-Transformatoren

Ausweisung netzbezogener Maßnahmen

Redispatch in DE

- Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz; auch EEG

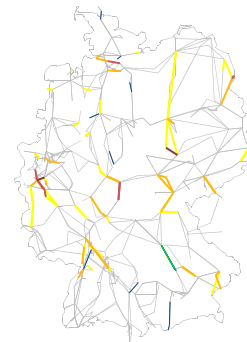


Ausweisung Bedarf an Netzreserve-Kraftwerke in DE



Redispatch im Ausland (Basis: (n-1)-Ausfälle)

- Ermittlung des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial



Ausweisung Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial



Redispatch im Ausland (Basis: EC-Analyse)

- Ermittlung des zusätzlichen Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial



Ausweisung zusätzlicher Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

Agenda

- Executive Summary
 - Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - Vorgehensweise BA 2014
 - **Eingangsparameter**
 - Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014
 - Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs
 - Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen
-

Eingangsparameter

Eingangsparameter BA 2014 - Übersicht

Installierte Kraftwerksleistung – und last	<ul style="list-style-type: none">▪ Hochrechnung auf Basis der EEG-Mifri-Prognose 31.12.2013▪ Last und unterlagerte Erzeugung▪ Lastannahmen Deutschland und Europa▪ Kraftwerkspark Deutschland und Europa	1
Kraftwerks-einsatz	<ul style="list-style-type: none">▪ Must-Run Erzeugung▪ Vorhaltung Regelleistung▪ Redispatcheinsetzbarkeit der modellierten thermischen Kraftwerke▪ Geplante/ ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit▪ Systemrelevante Gaskraftwerke mit unterbrechbarem Gasliefervertrag▪ Netzreserve-Kraftwerke/ nicht am Markt einsetzbare Kraftwerksleistung (kontrahierte Reservekraftwerke/potentielle Reservekraftwerke)	2
Netzmodell	<ul style="list-style-type: none">▪ Umfang/ Netzabbildung▪ Wetterabhängige Stromtragfähigkeit von Freileitungen▪ Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten▪ Netzausbauverzögerungen (Fall 2)	3

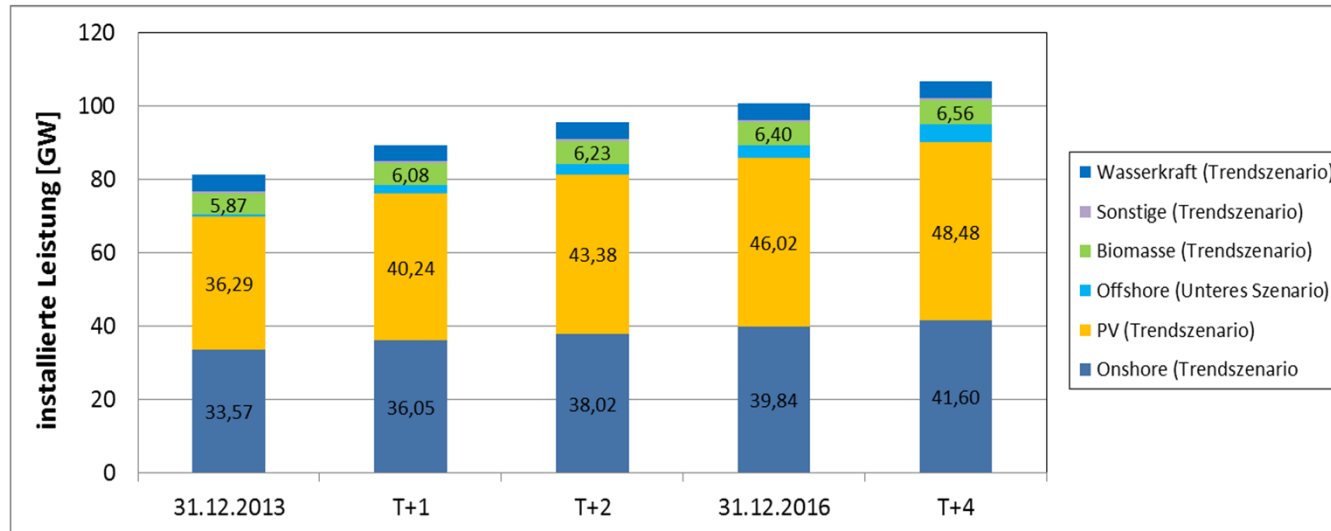
Eingangsparameter

Hochrechnung auf Basis der EEG-Mifri-Prognose 31.12.2013

Installierte Kraftwerksleistung – und last

Kraftwerks-einsatz

Netzmodell



Basis Mantelzahlen:
 EEG-MiFri-Prognose 2013
 Wasserkraft: NEP 2013
 Offshore +0,3 GW

Regionalisierung gemäß
 Methodik NEP2014

	Wind Onshore		Photovoltaik		Biomasse		Wasserkraft		Sonstige		Wind Offshore		Summe	
Installierte Leistung [GW]	t+2	t+4	t+2	t+4	t+2	t+4	t+2	t+4	t+2	t+4	t+2	t+4	t+2	t+4
Baden-Württemberg	1,0	1,2	5,5	6,1	0,7	0,8	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	9,3
Bayern	1,5	2,0	12,5	13,7	1,2	1,3	2,5	2,5	0,1	0,1	0,0	0,0	17,8	19,5
Berlin	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
Brandenburg	5,9	6,2	3,1	3,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	10,2
Bremen	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
Hessen	0,9	1,0	2,1	2,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,8
Mecklenburg-Vorpommern	2,3	2,5	1,2	1,3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	4,2	4,9
Niedersachsen	8,5	9,2	4,4	5,0	1,1	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	1,5	3,1	15,6	18,5
Nordrhein-Westfalen	3,8	4,2	5,3	6,0	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	10,2	11,3
Rheinland-Pfalz	2,4	2,6	2,1	2,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	5,4
Saarland	0,2	0,2	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8
Sachsen	1,3	1,5	1,7	2,0	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,8
Sachsen-Anhalt	4,4	4,7	1,7	1,9	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	7,0
Schleswig-Holstein	4,4	4,9	1,9	2,1	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,6	7,7	9,0
Thüringen	1,1	1,2	1,1	1,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,8
Summe	38,0	41,6	43,4	48,5	6,2	6,6	4,5	4,5	0,5	0,5	2,9	5,4	95,5	107,0

Eingangsparameter

Last und unterlagerte Erzeugung

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

- **Startwert** der Last in Deutschland:
 - Energiebedarf der Endverbraucher und VNB-Netze 551,7 TWh/a
 - Maximalleistung der Endverbraucher und VNB-Netze 86,0 GW
 - Lastverlauf je ÜNB im Jahr 2007
 - Verbraucherleistung je Bundesland 2011
 - **Umrechnung** des Lastverlaufs 2007 (ohne ÜNB-Netzverluste) auf die Zielgrößen
 - Energie in Deutschland und den Bundesländern
 - Höchstlast in Deutschland
 - **Ergebnis** sind angepasste Lastverläufe je Bundesland
-
- Die unterlagerte Erzeugung wird den Netzknoten mit Verbindung zum HöS-Netz zugeordnet:
 - kleine konv. und KWK
 - kleine Wasserkraft
 - Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Abfall, sonst. EE

Eingangsparameter

Lastannahmen Deutschland und Europa (T+2, T+4)

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Beispiel: Lastverlauf in KW 50

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Last DE: Lastpeak inkl. prognostizierter Verluste im HöS-Netz

Eingangsparameter

Kraftwerkspark (t+2)

Installierte Kraftwerksleistung – und last

Leistungen in t+2 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige	Mehrere Energieträger	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Baden-Württemberg	2,7	0,0	4,8	1,2	0,3	0,1	0,0	0,1	1,9	11,1
Bayern	4,0	0,0	0,7	3,4	0,3	0,1	1,3	0,2	0,5	10,4
Berlin	0,0	0,2	0,7	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
Brandenburg	0,0	4,4	0,0	1,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	5,9
Bremen	0,0	0,0	0,8	0,5	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	1,5
Hamburg	0,0	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
Hessen	0,0	0,0	0,7	1,7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,6	3,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
Niedersachsen	2,7	0,4	2,8	3,1	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	9,8
Nordrhein-Westfalen	0,0	10,4	10,6	6,3	0,3	1,6	0,4	0,3	0,3	30,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	1,8
Saarland	0,0	0,0	2,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,4
Sachsen	0,0	4,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	6,2
Sachsen-Anhalt	0,0	1,1	0,0	0,8	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	2,4
Schleswig-Holstein	1,4	0,0	0,6	0,2	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	3,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,1
Summe	10,8	20,7	26,0	22,7	2,6	2,8	1,8	1,2	6,4	95,1

Kraftwerks-einsatz

Leistungen in t+2 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige	Mehrere Energieträger	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Nord	4,1	20,7	17,6	15,2	2,1	2,5	0,6	0,8	3,9	67,3
Süd	6,7	0,0	8,4	7,5	0,6	0,4	1,3	0,4	2,4	27,7
Summe	10,8	20,7	26,0	22,7	2,6	2,8	1,8	1,2	6,4	95,1

Netzmodell

Kraftwerkspark DE: Die blockscharfen Nettoengpassleistungen basieren auf der mit der BNetzA abgestimmten KW-Liste inkl. bekannten Zubauten und Stilllegungen

Kraftwerkspark Europa: Leistungswerte basieren auf den Zahlen dem Szenario A des SO&AF 2013

Hinweis: Leistungsabweichungen im Vergleich zur Präsentation vom 10.12.2013 sind auf zusätzliche Kraftwerksstilllegungsanzeigen in 12/2013 und Ausweisung der Nettoengpassleistung anstatt Nettonennleistung zurückzuführen.

Eingangsparameter

Kraftwerkspark (t+4)

Installierte Kraftwerksleistung – und last

Leistungen in t+4 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige	Mehrere Energieträger	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Baden-Württemberg	2,7	0,0	4,6	0,7	0,1	0,1	0,0	0,1	1,9	10,1
Bayern	2,7	0,0	0,7	3,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,5	7,9
Berlin	0,0	0,2	0,7	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
Brandenburg	0,0	4,4	0,0	1,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	5,9
Bremen	0,0	0,0	0,8	0,5	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	1,7
Hamburg	0,0	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
Hessen	0,0	0,0	0,7	1,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,6	2,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
Niedersachsen	2,7	0,4	2,8	3,0	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	9,7
Nordrhein-Westfalen	0,0	10,4	11,1	7,3	0,3	1,6	0,4	0,3	0,2	31,5
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	1,8
Saarland	0,0	0,0	2,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,4
Sachsen	0,0	4,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	6,2
Sachsen-Anhalt	0,0	1,1	0,0	0,8	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	2,4
Schleswig-Holstein	1,4	0,0	0,3	0,2	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	2,7
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,1
Summe	9,5	20,7	25,9	22,8	2,4	3,0	0,6	1,2	6,2	92,4

Kraftwerks-einsatz

Leistungen in t+4 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige	Mehrere Energieträger	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Nord	4,1	20,7	17,8	16,3	2,1	2,6	0,6	0,8	3,8	68,7
Süd	5,4	0,0	8,2	6,4	0,4	0,4	0,0	0,4	2,4	23,6
Summe	9,5	20,7	25,9	22,8	2,4	3,0	0,6	1,2	6,2	92,4

Netzmodell

Kraftwerkspark DE: Die blockscharfen Nettoengpassleistungen basieren auf der mit der BNetzA abgestimmten KW-Liste inkl. bekannten Zubauten und Stilllegungen

Kraftwerkspark Europa: Leistungswerte basieren auf den Zahlen dem Szenario A des SO&AF 2013

Hinweis: Leistungsabweichungen im Vergleich zur Präsentation vom 10.12.2013 sind auf zusätzliche Kraftwerksstilllegungsanzeigen in 12/2013 und Ausweisung der Nettoengpassleistung anstatt Nettonennleistung zurückzuführen.

Eingangsparameter

Must-Run Erzeugung

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Betriebsmodus	Installiert t+2 [MW]	Installiert t+4 [MW]
KWK	6.296	6.244
Mindesteinsatz	12.709	12.078
Zwangseinsatz	22.260	23.502
marktbasiert	52.749	50.539
Summe (Marktsimulation)	94.015	92.363

Kraftwerks-
einsatz

KWK: Anlagen des Typs KWK laufen mindestens mit dem temperaturabhängigen Must-run Profil und können darüber hinaus zusätzlich - wenn ökonomisch sinnvoll - weitere Erzeugung für den Markt produzieren.

Mindesteinsatz: Kraftwerke mit standortspezifischen Vorgaben (vorwiegend Braunkohle)

Zwangseinsatz: Kraftwerke, die wie z.B. alle Industriekraftwerke und Abfallbehandlungsanlagen mit einem temperaturunabhängigen Must-run laufen. Auch diese Anlagen können, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt produzieren.

Marktbasiert: Kraftwerke ohne besondere Must-run Restriktionen, welche rein marktgetrieben eingesetzt werden

Reserve-KW: Für den Betrachtungszeitraum bereits kontrahierte Reservekraftwerksleistung

Netzmodell

Eingangsparameter

Vorhaltung Regelleistung

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Eingangsparameter

Geplante/ ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Die zukünftigen Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke sind unbekannt, sie haben jedoch Einfluss auf die Transportaufgabe.

Die Nichtverfügbarkeiten für die Bedarfsanalysen t+2 und t+4 ergeben sich folgendermaßen:

- **Revisionen:** Vollständige Übernahme der historischen Revisionsplanung des Jahres 2012
- **Ausfälle:** Basiert auf der Auswertung der EEX-Veröffentlichungen. Der Ausfall einzelner Blöcke erfolgt nach stochastischer Ausfallziehung
- **Nichtverfügbarkeiten** werden in KW 50 in Süd-DE besonders hoch angesetzt, da diese besonders Treiber für potentiellen Reserve-Kraftwerksbedarf sein können

Eingangsparameter

Systemrelevante Gaskraftwerke mit unterbrechbarem Gasliefervertrag

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

- Systemrelevante Gaskraftwerke sind grundsätzlich mit nichtunterbrechbaren Gaslieferverträgen ausgestattet.
- Gemäß EnWG (2012) haben ÜNB im Falle von unterbrechbaren Gaslieferverträgen die Möglichkeit FNB zur Belieferung anzuweisen.

Eingangsparameter

Übersicht Netzreserve-Kraftwerke (kontrahierte Reservekraftwerke/ nicht am Markt einsetzbare Kraftwerksleistung (potentielle ResKW))

Installierte Kraft- werksleistung – und last	t+2		t+4	
	Süd-DE		3.335 MW	
Kraftwerks- einsatz	Süd-DE		4.764 MW	
	Süd-DE		4.764 MW	
Netzmodell	Süd-DE		4.764 MW	
	Süd-DE		4.764 MW	

Eingangsparameter

Umfang/ Netzabbildung

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

- **HöS-Netztopologie für den Winter 2015/16 (t+2) und Winter 2017/18 (t+4) unter Berücksichtigung von Nachbar-Übertragungsnetzen und unterlagerten 110-kV-Verteilnetzen**
- **In Anlehnung an das EnLAG- und BBPIG-Monitoring (Quartal IV 2013) wurde ein konservativ abgeschätzter Netzausbaustand (verzögerter Netzausbau) angenommen (Fall 2)**
- **Deutschland**
 - Knotenscharfe Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes
 - Modellierung unterlagerter Verteilnetze aus Netzwerkreduktion
 - Blockscharfe Abbildung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks entsprechend Kraftwerksliste der BNetzA und der abgestimmten Eingangsparameter
 - Regionalisierung der EE-Leistung analog zur Methodik des NEP2013
- **Ausland**
 - Überwiegend knotenscharfe Abbildung benachbarter Übertragungsnetze
 - Blockscharfe Abbildung größerer konventioneller Kraftwerke im Nahbereich
 - „Ausbilanzierung“ der Handelssalden entsprechend Marktsimulation über Multiplikationsfaktoren von Netzeinspeisungen

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Allgemeine Vorgehensweise

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Eingangsparameter

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten (1/2)

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Anlass und Motivation

- Aufgrund genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen werden zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter Verwendung bestehender Trassen realisiert. Dies gilt ebenso vermehrt im Anlagenneubau.
 - Ziel: Minimierung der Rauminanspruchnahme
- Dieses Vorgehen führt zu längerfristigen Nichtverfügbarkeiten der zu ersetzenden Betriebsmittel u. a. in der 380/220-kV-Spannungsebene.
- Sowohl die Transportfähigkeit als auch die Fähigkeit zur Versorgung der unterlagerten Verteilnetze wird hierdurch signifikant geschwächt.
- Tendenziell kann dies zu eine Erhöhung des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial führen.

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Kriterien zur Bestimmung von netzausbaubedingten Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln

- Der Umbauzustand und somit die (eingeschränkte) Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln erstreckt sich über
 - einen Zeitraum von mehreren Monaten,
 - oder einen wesentlichen Zeitraum während der Herbst/Winter-Monate.
- Die nichtverfügbaren Betriebsmittel sind der Netzausbaumaßnahme zuzuordnen.
- Zusätzlich erfolgt die Abbildung von ggf. einzurichtenden Sonderschaltzuständen in den Netzmodellen.

Eingangsparameter

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (1/2)

Projekt		Zeitraum Sonderschalt- zustand	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name		
AMP-013	Niederrhein - Isselburg	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen	
AMP-013	Isselburg - Bundesgrenze (NL)		
AMP-014	Utfort - Pkt. Hüls West		
AMP-018	Rommerskirchen - Landesgrenze (NRW/RLP)		
AMP-022	Kruckel - Dauersberg		
P30	Hamm/Uentrop - Kruckel		
P41	Pkt. Metternich - Niederstedem		
P52	Pkt. Rommelsbach - Herbertingen		
Korridor A	Osterath - Phillipsburg		

Eingangsparameter

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (2/2)

Projekt		Zeitraum Sonderschalt- zustand	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name		
TTG-005	Verstärkung Hamburg/Nord-Dollern	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen	
P53	Raitersaich – Ludersheim – Sittling - Altheim		
P67	Abzweig Simbach		
50HzT-007	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen - Wustermark)		

Eingangsparameter

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

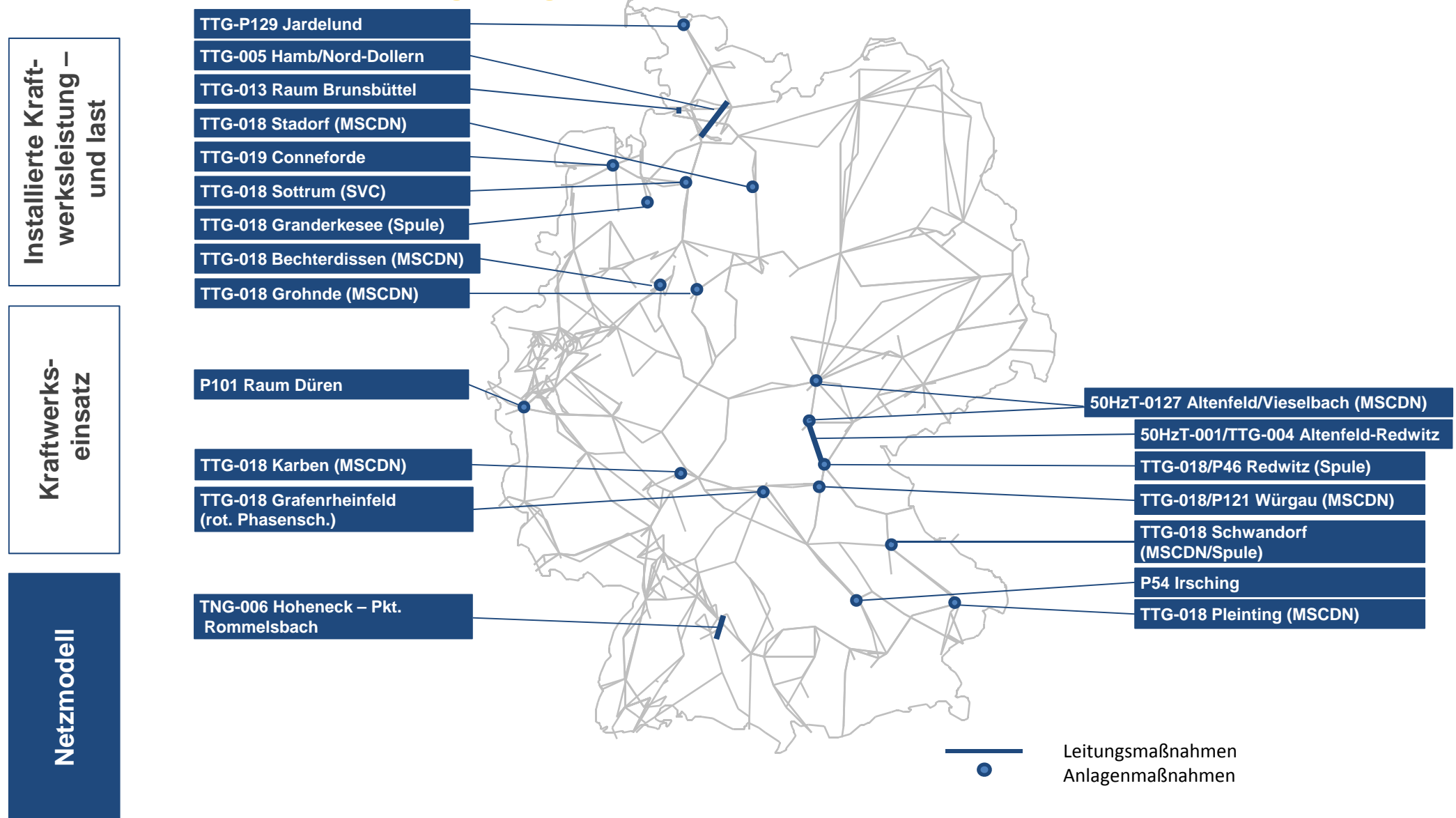
Netzmodell

Netzausbaubedingte Sonderschaltzustände in Anlagen

Projekt		Zeitraum Sonderschalt- zustand	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name		
TenneT 01	Erneuerung 380 kV-Anlage Großkrotzenburg	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen	
TenneT 02	Neubau 380 kV-Anlage Altheim		
TenneT 03	Erneuerung 380 kV-Anlage Dollern		

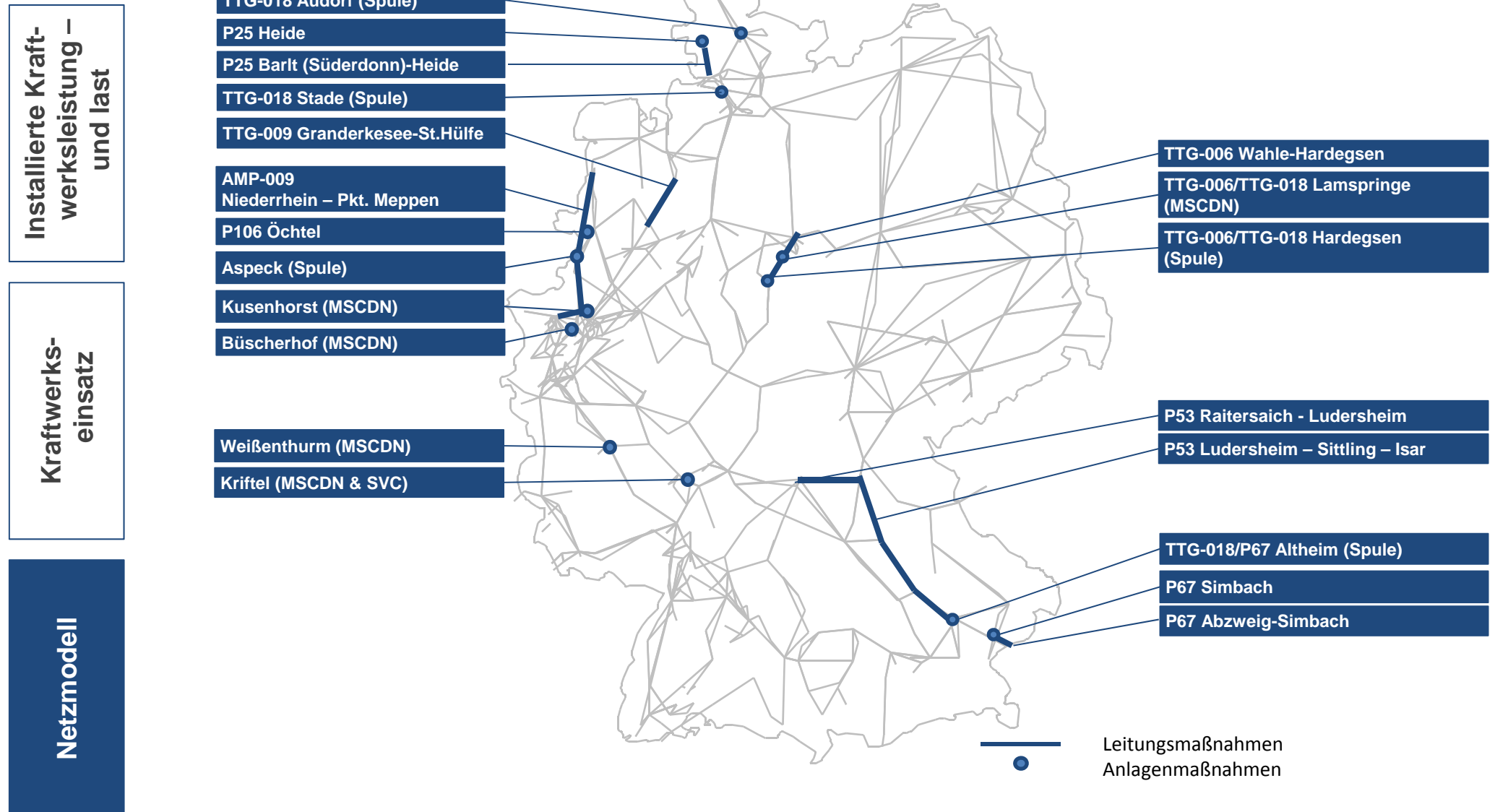
Eingangsparameter

Übersicht Netzausbauverzögerungen in t+2



Eingangsparameter

Übersicht Netzausbauverzögerungen in t+4



Eingangsparameter

Unterschiede der Methodik und Eingangsdaten ggü. den (t+3)-Analysen in 2013

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

Methodik

- Witterungsabhängige Stromtragfähigkeit von Freileitungen
- Verbesserte Abbildung der HöS-Netzverluste in den Markt- und Netzmodellen
- Berücksichtigung von netzausbaubedingten Nichtverfügbarkeiten
- Betrachtung der sog. Dunkelflaute gem. den (t+1)-Analysen (Entwicklung von „synthetischen“ Netznutzungsfällen)

Eingangsdaten

- Verbesserte Abbildung insbesondere unterlagerter Erzeugungseinheiten
- Regionalisierung der KWK-Einspeisungen

Agenda

- Executive Summary
 - Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - Vorgehensweise BA 2014
 - Eingangsparameter
 - **Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014**
 - **Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs**
 - Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen
-

Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs

Ergebnisse der Marktsimulation für die identifizierten Netznutzungsfälle: Starklast/ -wind

(Angaben für Deutschland in MW; gerundet)

	Starklast/ -wind (8298)		
Zeitraum	t+2	t+2 NTC DE → AT	t+4
Datum	Werktag KW 50	Werktag KW 50	Werktag KW 50
Last	86.000	86.000	86.000
Summe konv. marktbasierte Kraftwerke in DE	57.260	54.760	54.340
Summe EE-Erzeugung	41.660	41.660	47.080
davon Windeinspeisung	35.100	35.100	40.300
Summe konv. Marktbasierte Kraftwerke + EEG-Erzeugung	98.920	96.420	101.420
Handelssaldo	11.200 (Export)	8.700 (Export)	13.700 (Export)
HöS-Netzverluste gem. pauschaler Ansatz	1.720	1.720	1.720
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	8.300	8.300	8.100
davon Nord-DE	4.500	4.500	4.300
davon Süd-DE	3.800	3.800	3.800

Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs

Ergebnisse der Marktsimulation für die identifizierten Netznutzungsfälle: Starklast/ Dunkelflaute (Angaben für Deutschland in MW; gerundet)

	Starklast/ Dunkelflaute (8419)	
Zeitraum	t+2	t+4
Datum	Werktag KW 50	Werktag KW 50
Last	86.000	86.000
Summe konv. marktbasierte Kraftwerke in DE	80.600	78.690
Summe EE-Erzeugung	6.420	6.730
davon Windeinspeisung	0	0
Summe konv. Marktbasierte Kraftwerke + EEG-Erzeugung	87.020	85.420
Handelssaldo	700 (Import)	2.300 (Import)
HöS-Netzverluste gem. pauschaler Ansatz	1.720	1.720
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	8.300	8.100
davon Nord-DE	4.500	4.300
davon Süd-DE	3.800	3.800

Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs

Kriterien und Begründung für die NNF

Auswahlkriterien

- Marktmodellbasiert
 - Last in Deutschland und Nachbarländern (insbesondere Zeitgleichheit der Höchstlast)
 - Kraftwerkseinspeisung (Wind, PV, konventionell)
 - Einsatz von Pumpspeichern
 - Nicht verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung
 - Freie, noch einsetzbare, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten insbesondere in Süddeutschland
 - Leistungsbilanz von Deutschland (Im-/ Export, Austausch mit u. a. AT, CH, FR)
- Netzmodellbasiert
 - Leitungsauslastung (Grundfall, (n-1)-Kriterium)
 - Netzzustand an neuralgischen Punkten (Mittelrheintrasse, Kuppelleitung Thüringen-Bayern...)
 - Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes (bereitgestellt durch sog. Extended Wards)

Marktsimulationsergebnisse für das Szenario Starklast/-wind

Ergebnis / ausgewählter NNF

Kenngrößen	t+2 Starklast / -wind (Stunde 8298)	t+2 Starklast / -wind mit NTC DE→AT (Stunde 8298)	t+4 Starklast / Starkwind (Stunde 8298)
Last	86 GW (= Max.)	86 GW (= Max.)	86 GW (= Max.)
Windeinspeisung gem. Marktsimulation	35,1 GW	35,1 GW	40,3 GW
PV-Einspeisung	0 GW	0 GW	0 GW
Handelsbilanz DE	11,2 GW (Export)	8,7 GW (Export)	13,7 GW (Export)
Handelsfluss DE → AT gem. Marktsimulation	8,2 GW	4,0 GW	8,8 GW
Einsatz PSW in DE	0,5 GW (gen.)	0,2 GW (gen.)	0,9 GW (gen.)
Stromtragfähigkeit	Winterwert	Winterwert	Winterwert
KW-Nichtverfügbarkeiten in Süd-DE	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW

Marktsimulationsergebnisse für Starklast/ Schwachwind (Dunkelflaute)

Ergebnis / ausgewählter NNF

Kenngrößen	t+2 Starklast / Dunkelflaute (Stunde 8419)	t+4 Starklast / Dunkelflaute (Stunde 8419)
Last	86 GW (= Max.)	86 GW (= Max.)
Windeinspeisung (on-/offshore)	0 GW / 0 GW	0 GW / 0 GW
PV-Einspeisung	0 GW	0 GW
Handelsbilanz DE	0,7 GW (Import)	2,3 GW (Import)
Handelsfluss DE → AT gem. Marktsimulation	2,1 GW	0,7 GW
Einsatz PSW in DE	4 GW (gen.)	3,9 GW (gen.)
Stromtragfähigkeit	Winterwert	Winterwert
KW-Nichtverfügbarkeiten in Süd-DE	3,8 GW	3,8 GW
Freie, noch einsetzbare konventionelle marktbasierende Kraftwerksleistung in Süd-DE	0,0 GW	0,0 GW

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise BA 2014
- Eingangsparameter
- **Ergebnisse der Bedarfsanalysen 2014**
 - Marktsimulationsergebnisse und Auswahl NNFs
 - **Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen**

Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- **t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2**
- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE → AT
- t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall, Vor Gegenmaßnahmen



Leitungsauslastung

- Auslastung < 80 %
- Auslastung < 90 %
- Auslastung < 100 %
- Auslastung < 110 %
- Auslastung < 120 %
- Auslastung < 140 %
- Auslastung < 160 %
- Auslastung > 160 %

➔ Sehr hohe Netzauslastung erfordert umfangreiche Gegenmaßnahmen

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

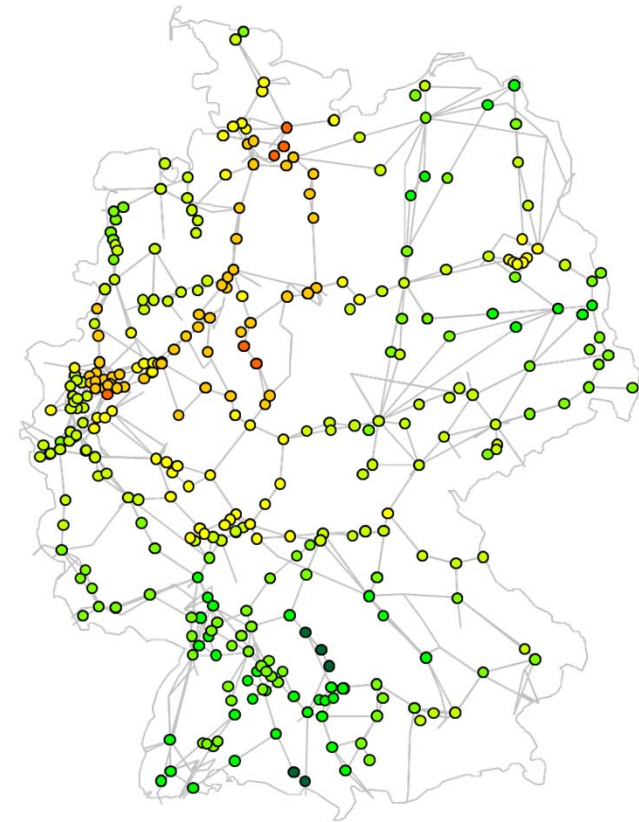
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall,
Nach topologischen Gegenmaßnahmen, Redispatch konventioneller, marktbasierter Kraftwerke in DE und
Netzreserve-Kraftwerke in Süd-DE + MSCDN



realisierter Redispatch	GW
-------------------------	----

Konv. Redispatch marktbasierter KW'e in Süd-DE	5,1
Bedarf an gesichertem Redispatch	6
davon Netzreserve-KW'e in Süd-DE	2,6
davon Redispatchbedarf in AT	3,4
WEA-Absenkung	0,6

Leitungsauslastung	Knotenspannung in kV
Auslastung < 80 %	<375
Auslastung < 90 %	<380
Auslastung < 100 %	<385
Auslastung < 110 %	<390
Auslastung < 120 %	<395
Auslastung < 140 %	<400
Auslastung < 160 %	<405
Auslastung > 160 %	<410
	<415
	<420



- Netzreserve-Kraftwerke in Süd-DE in Höhe von 2,6 GW werden benötigt
- Redispatchbedarf im Ausland in Höhe von 3,4 GW sind erforderlich

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Übersicht der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

**Schwärzung aufgrund von Betriebs- und
Geschäftsgeheimnissen**

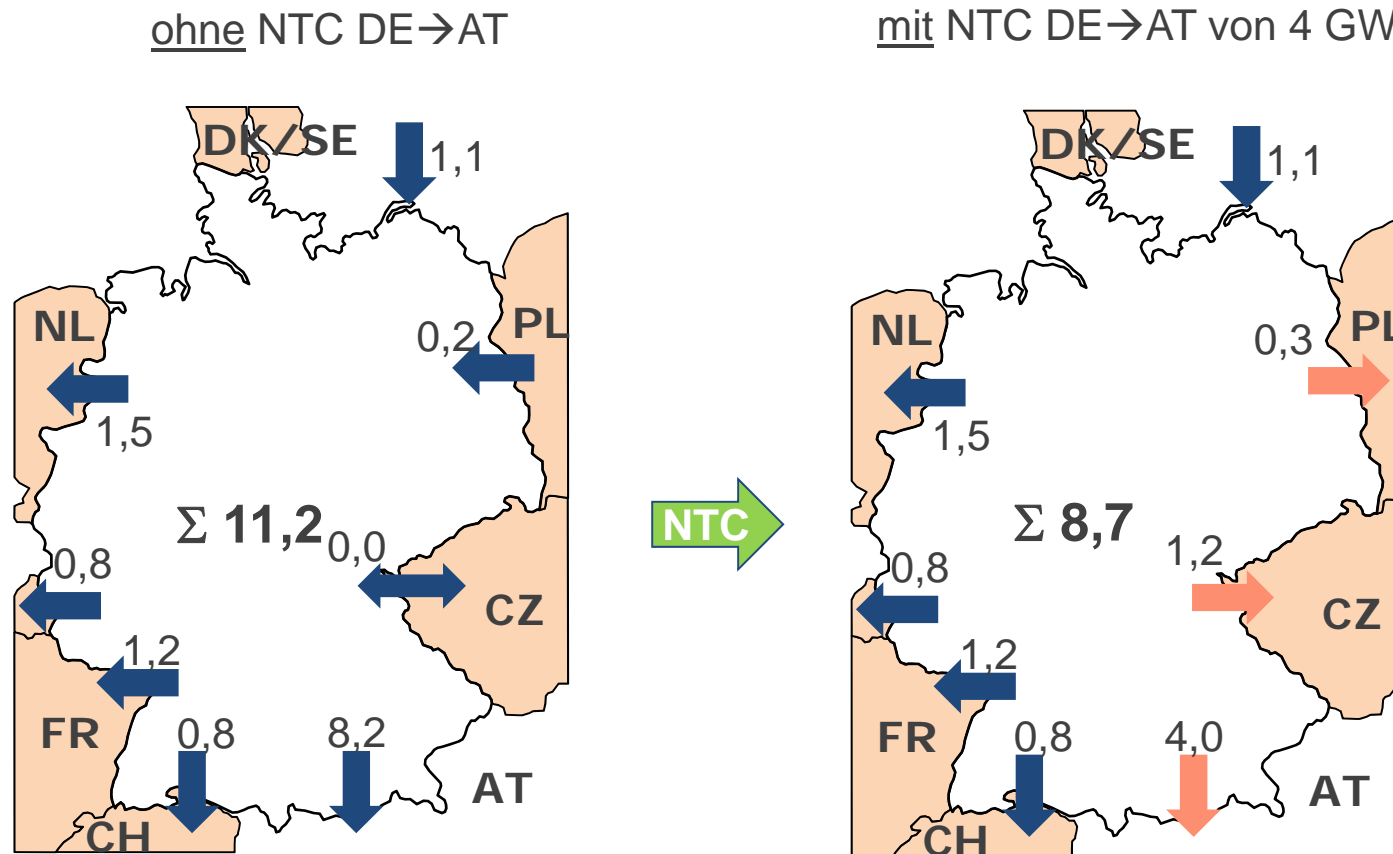
Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- **t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE→ AT**
- t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

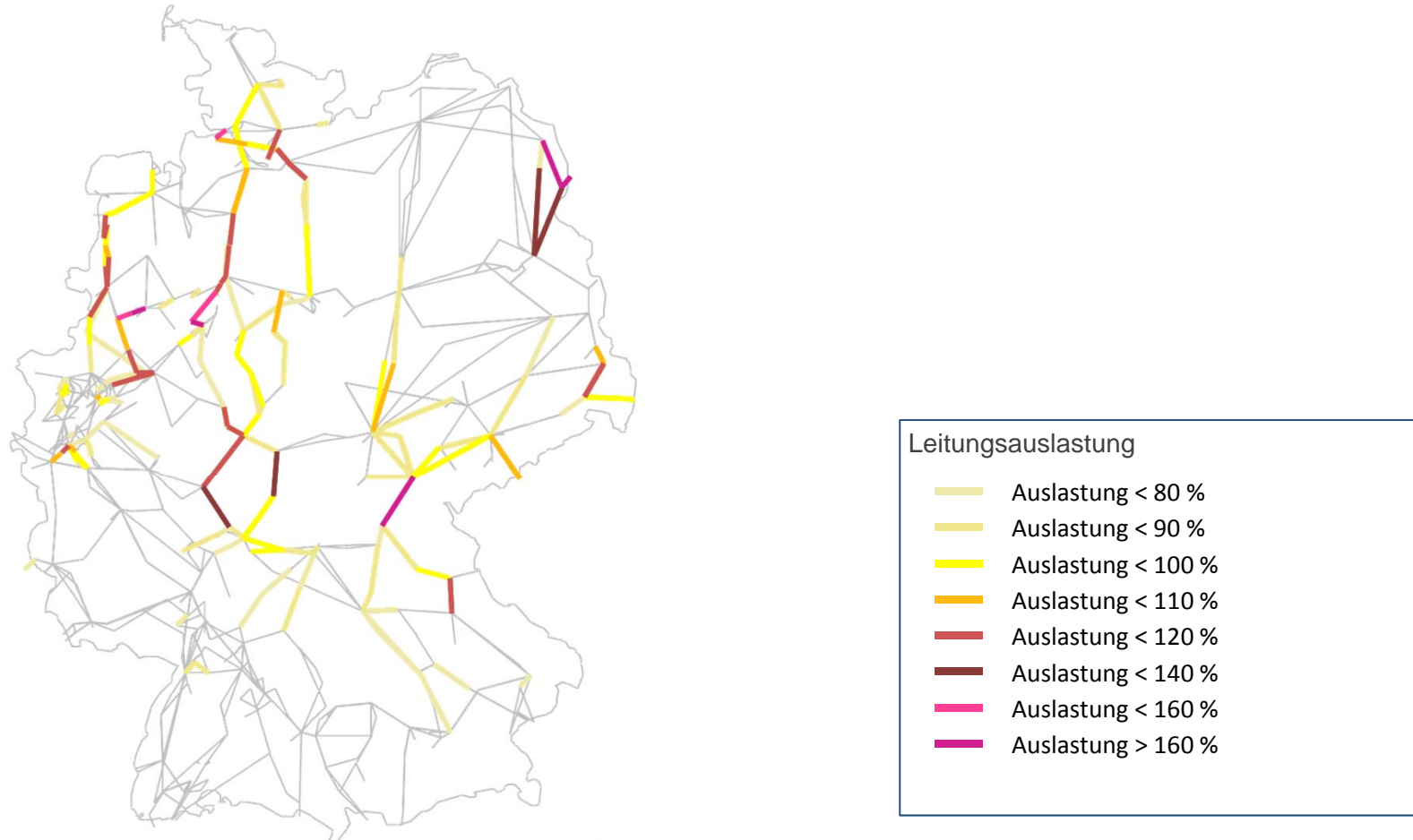
Änderung der Handelsflüsse bei Einführung eines NTCs von DE → AT (4 GW)



t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

Maximale Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall, mit NTC DE→AT (4 GW)

Vor Gegenmaßnahmen



➔ Sehr hohe Netzauslastung erfordert umfangreiche Gegenmaßnahmen

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

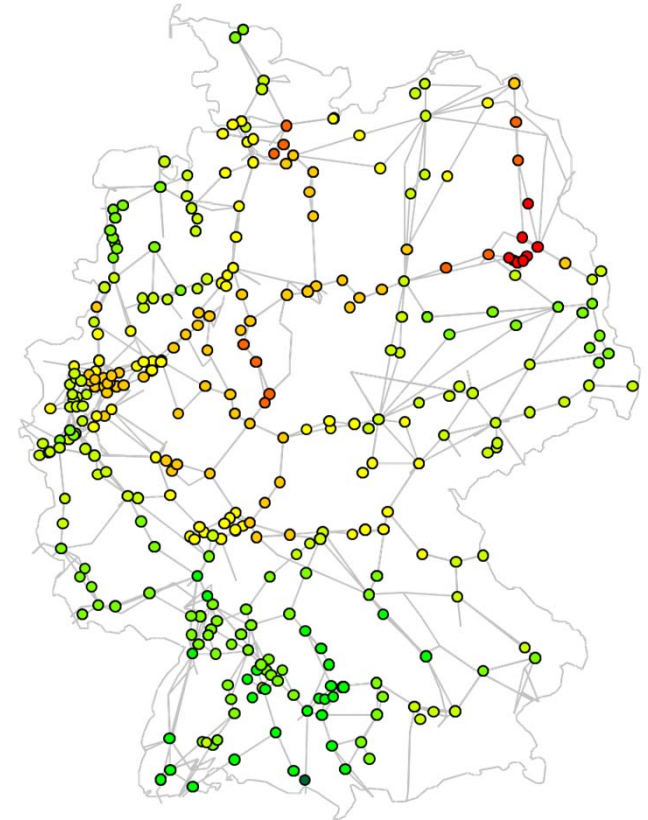
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall, mit NTC DE→AT (4 GW)

Nach topologischen Gegenmaßnahmen, Redispatch konventioneller, marktbasierter Kraftwerke in DE und Netzreserve-Kraftwerke in Süd-DE + MSCDN



realisierter Redispatch	GW
Konv. Redispatch marktbasierter KW'e in Süd-DE	6,0
Bedarf an gesichertem Redispatch	2,2
davon Netzreserve-KW'e in Süd-DE	2,2
davon Redispatchbedarf in AT	0,0
Redispatch in PL	0,5
WEA-Absenkung	1,2

Leitungsauslastung	Knotenspannung in kV
Auslastung < 80 %	<375
Auslastung < 90 %	<380
Auslastung < 100 %	<385
Auslastung < 110 %	<390
Auslastung < 120 %	<395
Auslastung < 140 %	<400
Auslastung < 160 %	<405
Auslastung > 160 %	<410
	<415
	<420

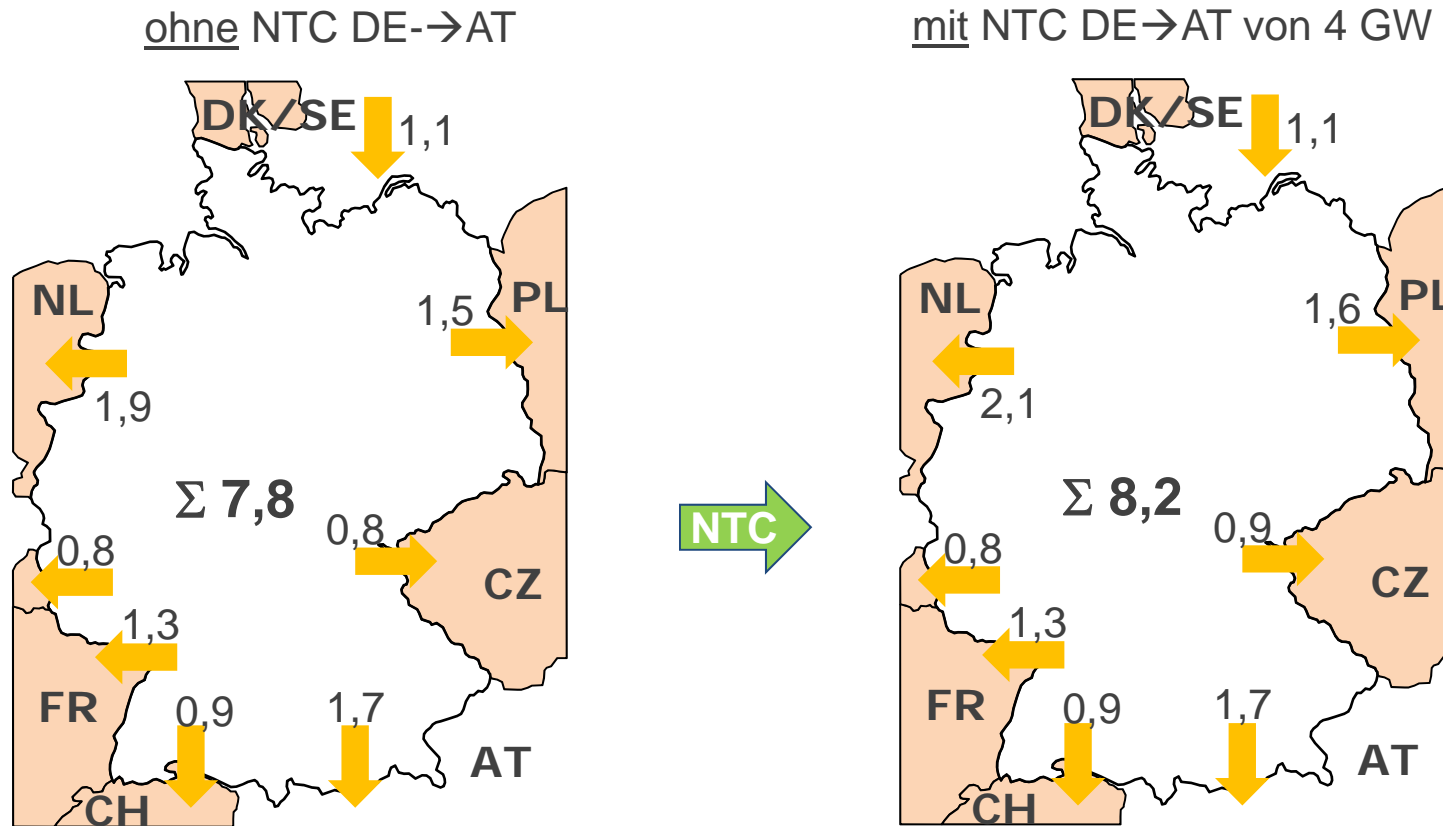


- Bedarf an Netzreserve-Kraftwerken in Süd-DE in Höhe von 2,2 GW
- Zur Begrenzung des max. zulässigen Leistungsflusses DE → PL von 1,6 GW ist ein Redispatch in PL von rd. 0,5 GW erforderlich.

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

Physikalische Leistungsflüsse bei Einführung eines NTCs von DE → AT von 4 GW (Angaben in GW)

nach Gegenmaßnahmen



→ Der nach Gegenmaßnahmen verbleibende deutsche Export ist unter Berücksichtigung eines NTCs am größten.

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

Ergebnisübersicht

	Starklast/ Starkwind (8298), t+2	
	<u>ohne</u> NTC DE→AT	<u>mit</u> NTC DE→AT von 4 GW
Handelsbilanz DE (vor Gegenmaßnahmen)	11,2 GW (Export)	8,7 GW (Export)
Windenergieabsenkung in Nord-DE	0,6 GW	1,2 GW
Windenergieeinspeisung <u>nach</u> Absenkung	34,5 GW	33,9 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-DE	5,1 GW	6,0 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	6,0 GW	2,2 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in DE	2,6 GW ^{1,2)}	2,2 GW ²⁾
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,4 GW ³⁾	0,0 GW ⁴⁾

¹ Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

²Davon bereits rd. 1,4 GW als Reservekraftwerk kontrahiert (Stand 1. März 2014).

³In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

⁴Redispatch i. H. v. 0,5 GW in PL erforderlich wegen Verletzung der maximal zulässigen grenzüberschreitenden Leistungsflüsse.

t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität

Fazit Sensitivität NTC DE→AT

Die Einführung eines NTCs DE → AT von 4 GW reduziert den Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

- **Begrenzung des Handels** DE → AT mittels NTC von 8,2 GW auf 4 GW
 - Davon verlagern sich rd. 1,7 GW als zusätzlicher Handel nach CZ/ PL, sodass sich der **gesamtdeutsche Export** nur um rd. 2,5 GW (größtenteils konv. Kraftwerke in DE) reduziert.
 - Die frei gewordenen marktbasierte Kraftwerksleistung insbesondere in Süd-DE wird als zusätzliche Redispatchleistung benötigt.
 - Vorgenannte Verschiebung der Erzeugung verringern die Netzbelastung in Deutschland.
 - Zur Begrenzung des max. zulässigen Leistungsflusses DE → PL von 1,6 GW ist ein **Redispatchbedarf in PL** von rd. **0,5 GW** erforderlich.
 - Der Bedarf an **Netzreserve-Kraftwerken in D** reduziert sich von 2,6 GW auf **2,2 GW**.
- ➔ **Der Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial (ohne PL) reduziert sich um 3,8 GW auf 2,2 GW.**

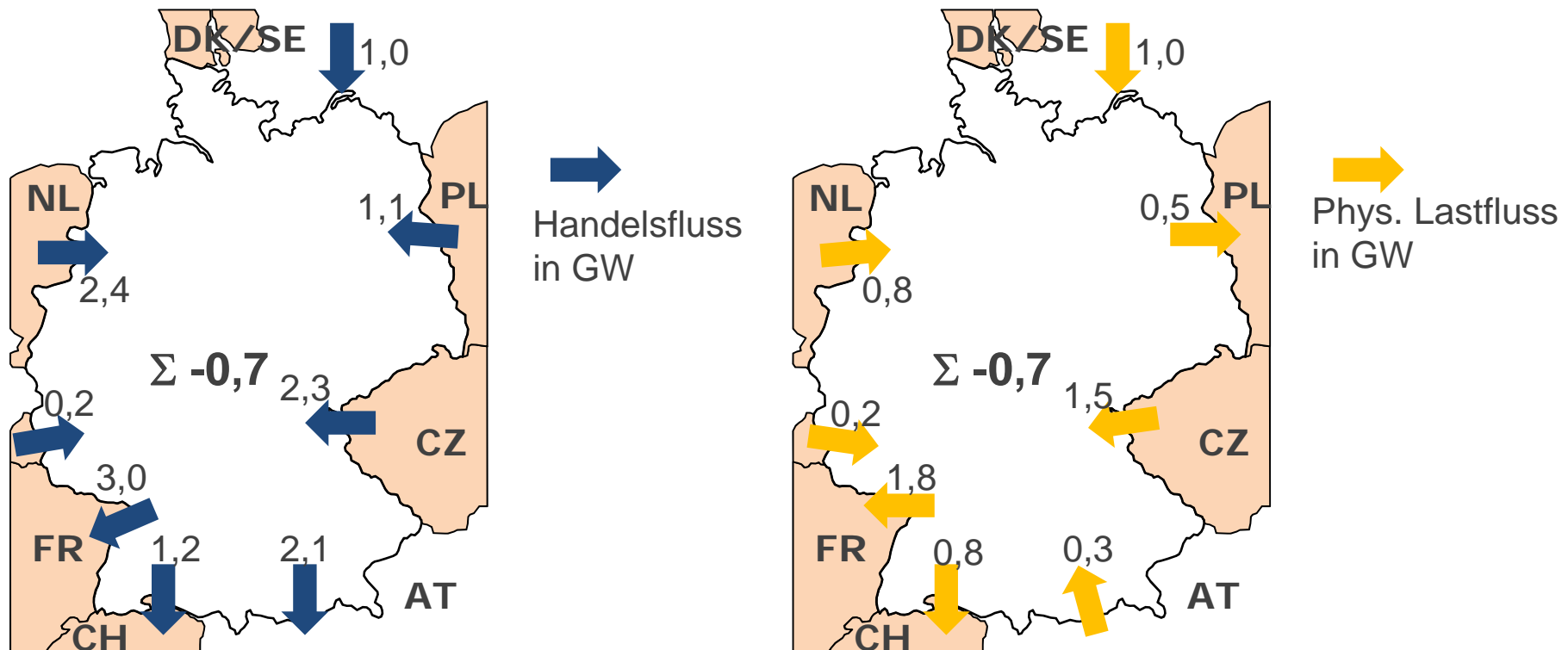
Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE → AT
- **t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2**
- t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)

t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

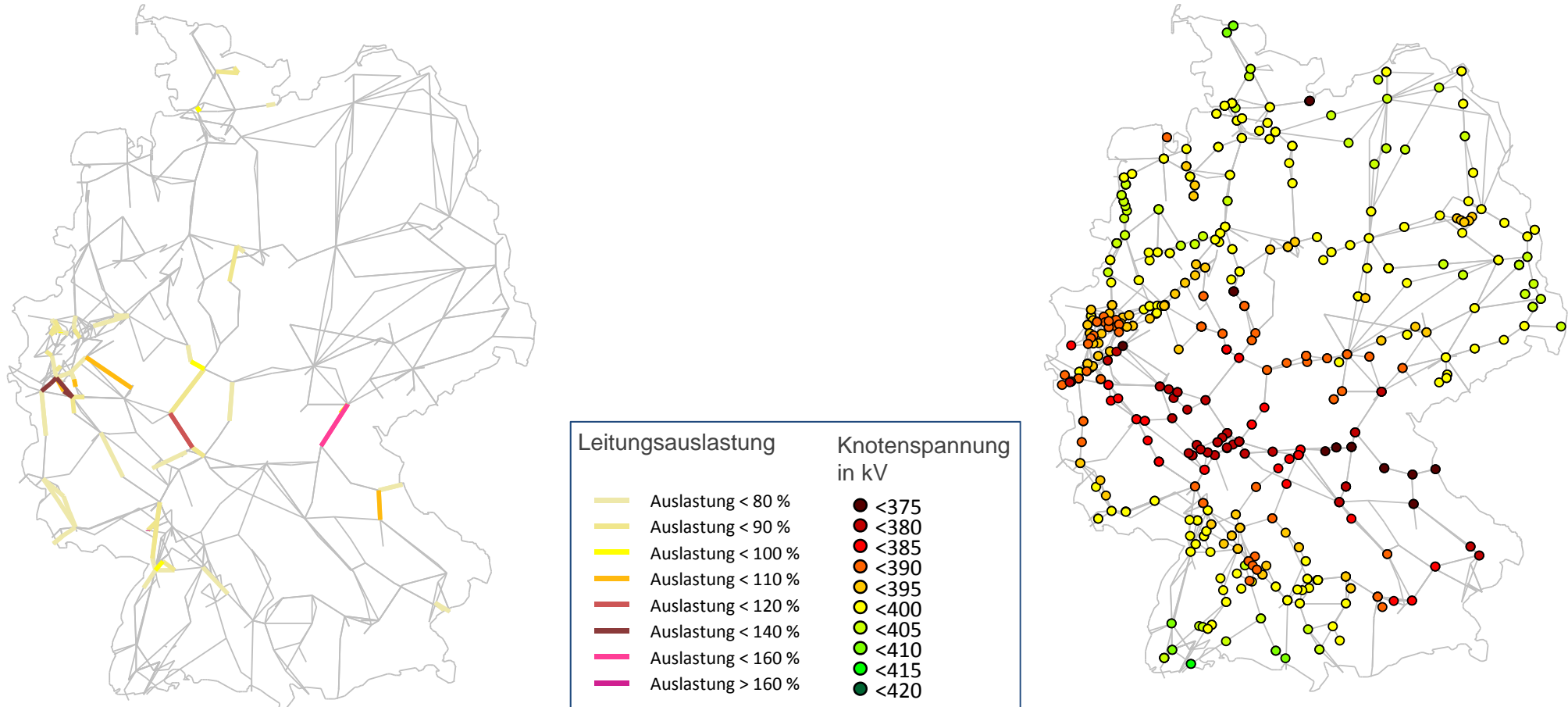


→ Saldo Deutschlands ist nahezu ausgeglichen

t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen



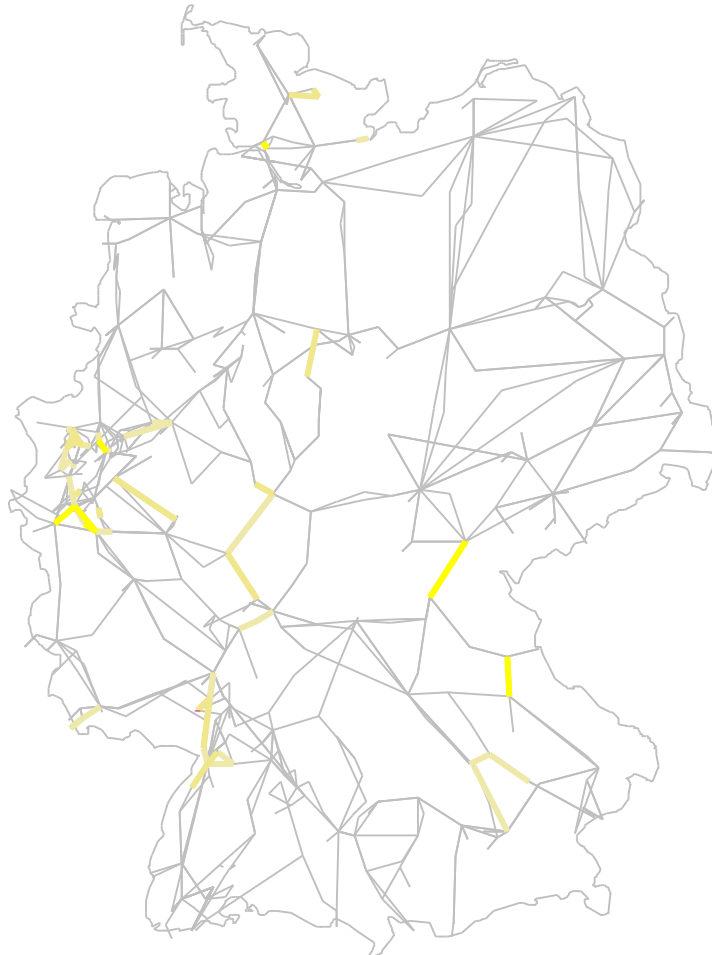
→ Hohe Netzauslastung erfordert Gegenmaßnahmen.

t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach topologischen Gegenmaßnahmen, mit Redispatch konventioneller, marktbasierter Kraftwerke in DE, Netzreserve-Kraftwerke in Süd-DE und Redispatchbedarf in AT

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen



realisierter Redispatch GW

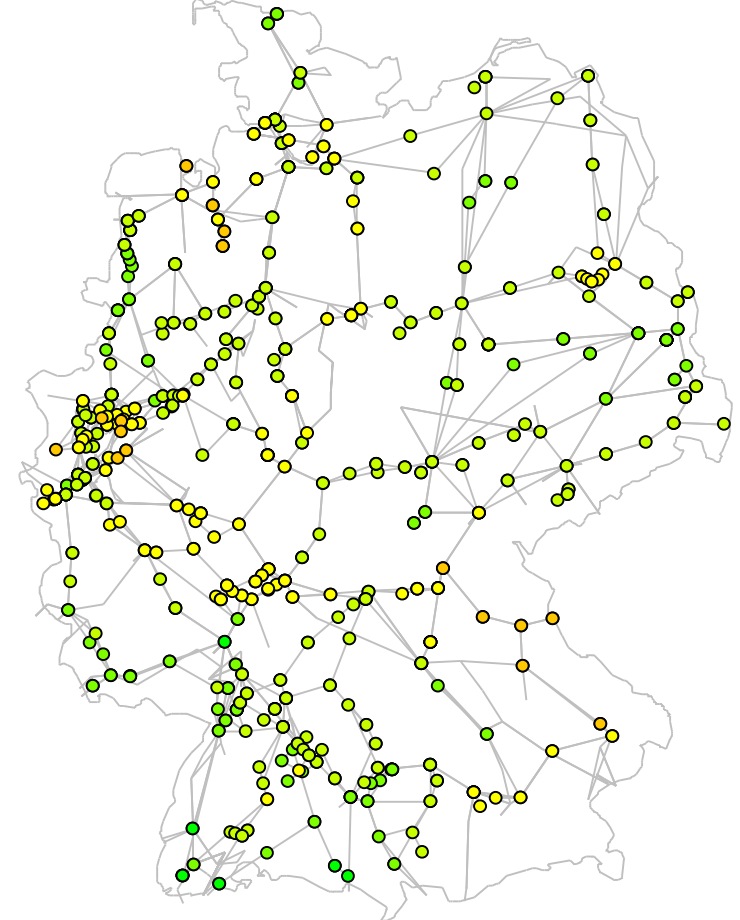
Konv. Redispatch marktbasierter KW'e in Süd-DE	0,0
Bedarf an gesichertem Redispatch	3,5
davon Netzreserve-Kraftwerke in DE	3,0
davon Redispatchbedarf in AT	0,5

Leitungsauslastung

- Auslastung < 80 %
- Auslastung < 90 %
- Auslastung < 100 %
- Auslastung < 110 %
- Auslastung < 120 %
- Auslastung < 140 %
- Auslastung < 160 %
- Auslastung > 160 %

Knotenspannung in kV

- <375
- <380
- <385
- <390
- <395
- <400
- <405
- <410
- <415
- <420

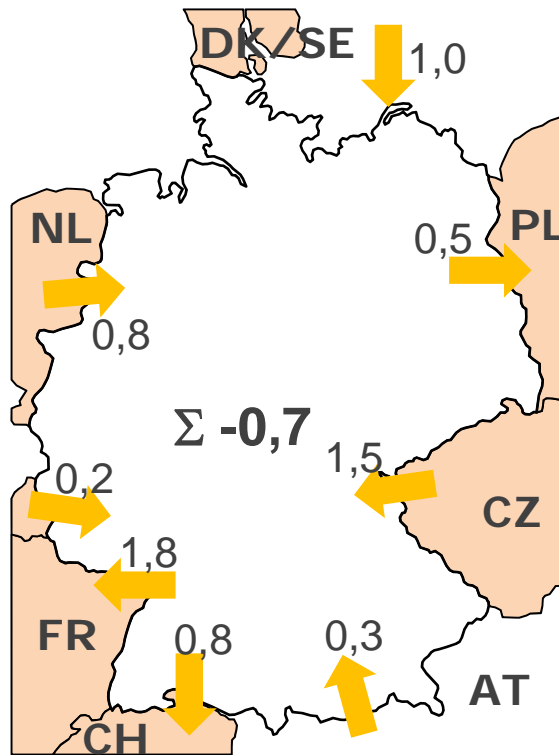


Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

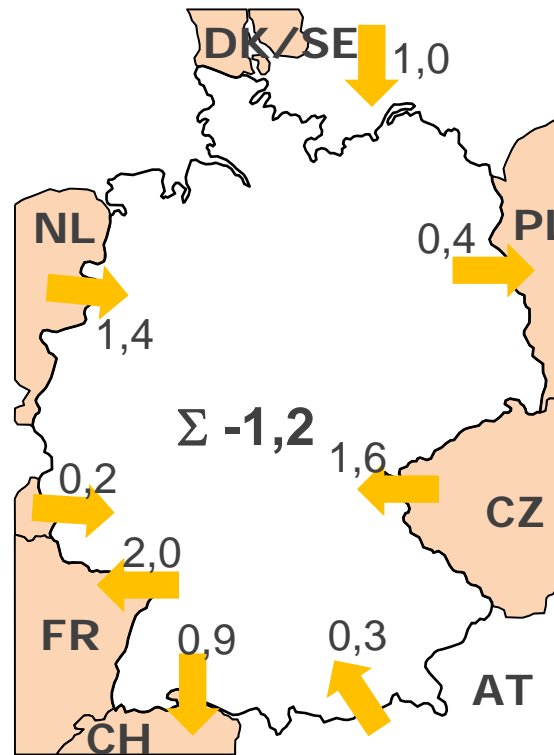
t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Vergleich physikalische Flüsse vor und nach Gegenmaßnahmen (Angaben in GW)

vor Gegenmaßnahmen



nach Gegenmaßnahmen



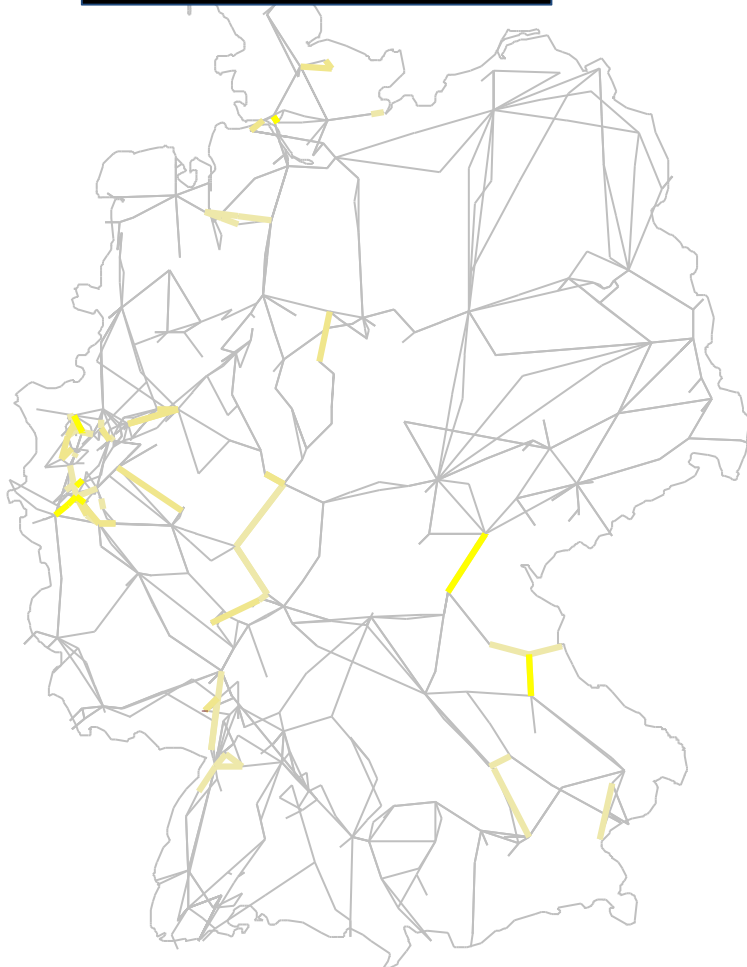
→ Durch den geringen Redispatchbedarf i. H. v. 0,5 GW in Österreich wurden die physikalischen Lastflüsse zum Ausland kaum verändert.

t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-Fall und Mehrfachfehlern (EC)

Nach notwendigen Gegenmaßnahmen und Redispatch mit Netzreserve-Kraftwerken in DE, mit Redispatchbedarf in AT und IT

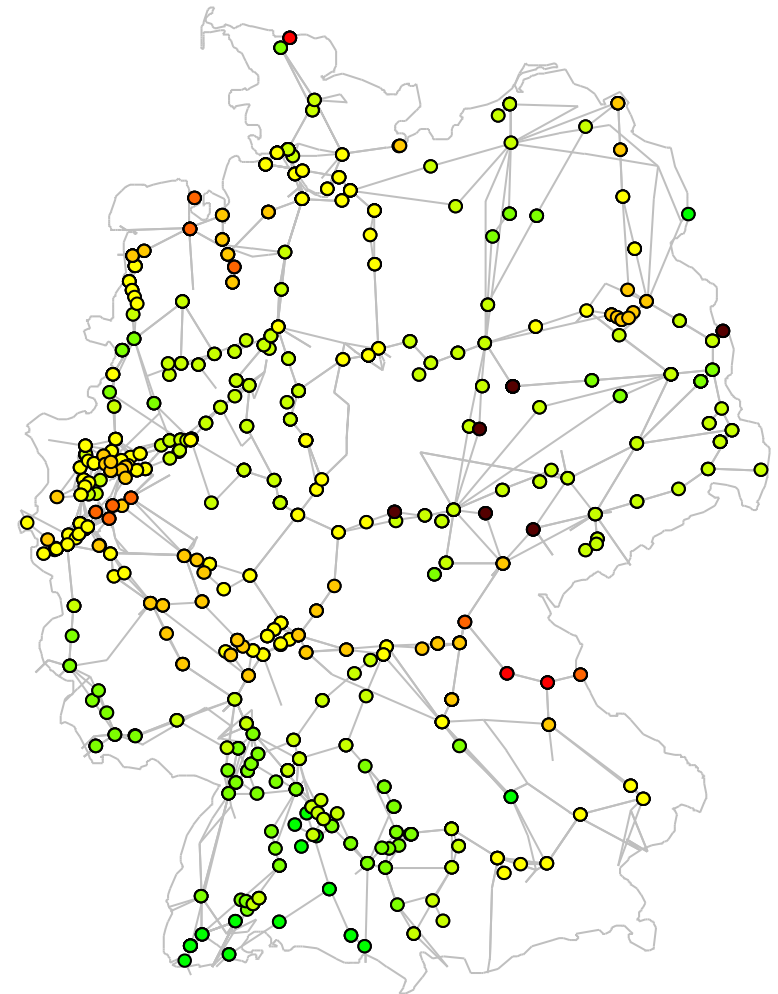
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen



realisierter Redispatch GW

Konv. Redispatch marktbasierter KW'e in Süd-DE	0,0
Bedarf an gesichertem Redispatch	5,2
davon Netzreserve-Kraftwerke in DE	3,0
davon Redispatchbedarf in AT	0,9
davon Redispatchbedarf in IT	1,3

Leitungsauslastung	Knotenspannung in kV
Auslastung < 80 %	<375
Auslastung < 90 %	<380
Auslastung < 100 %	<385
Auslastung < 110 %	<390
Auslastung < 120 %	<395
Auslastung < 140 %	<400
Auslastung < 160 %	<405
Auslastung > 160 %	<410
	<415
	<420



t+2: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Übersicht der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

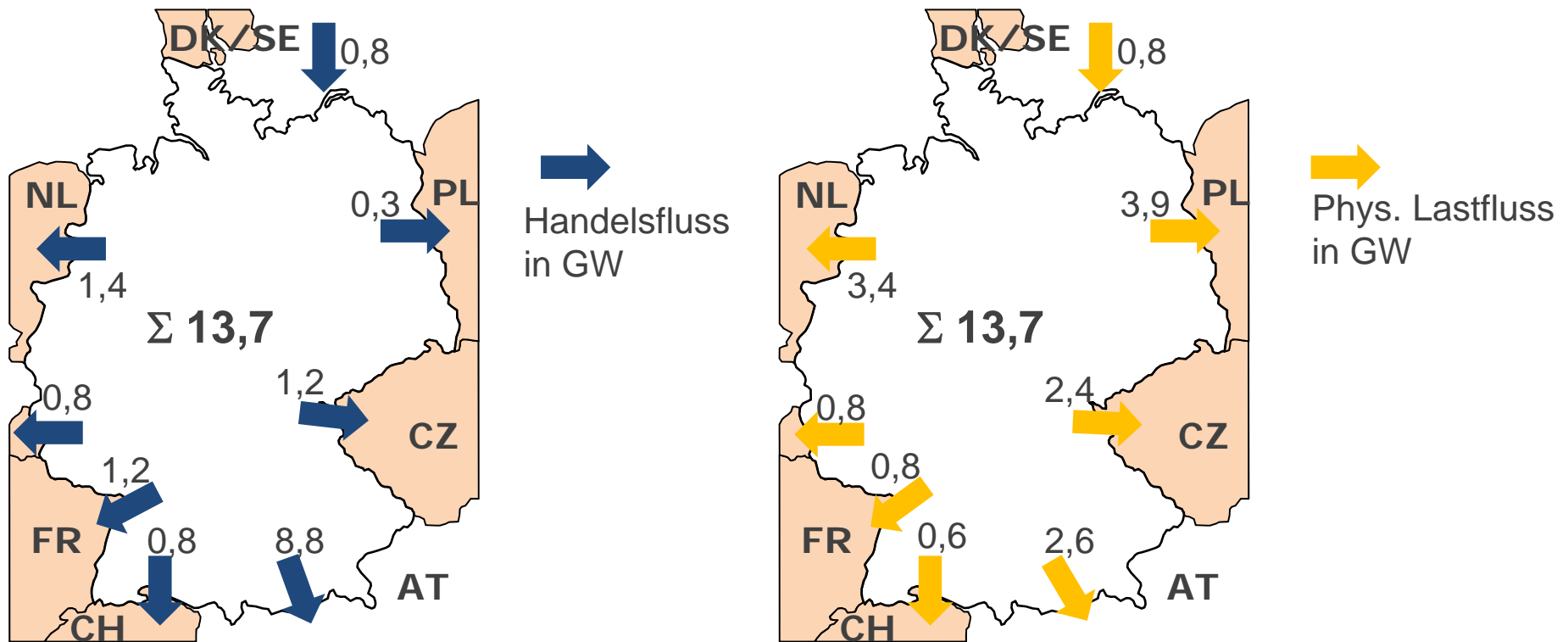
Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE → AT
- t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- **t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2**
- t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

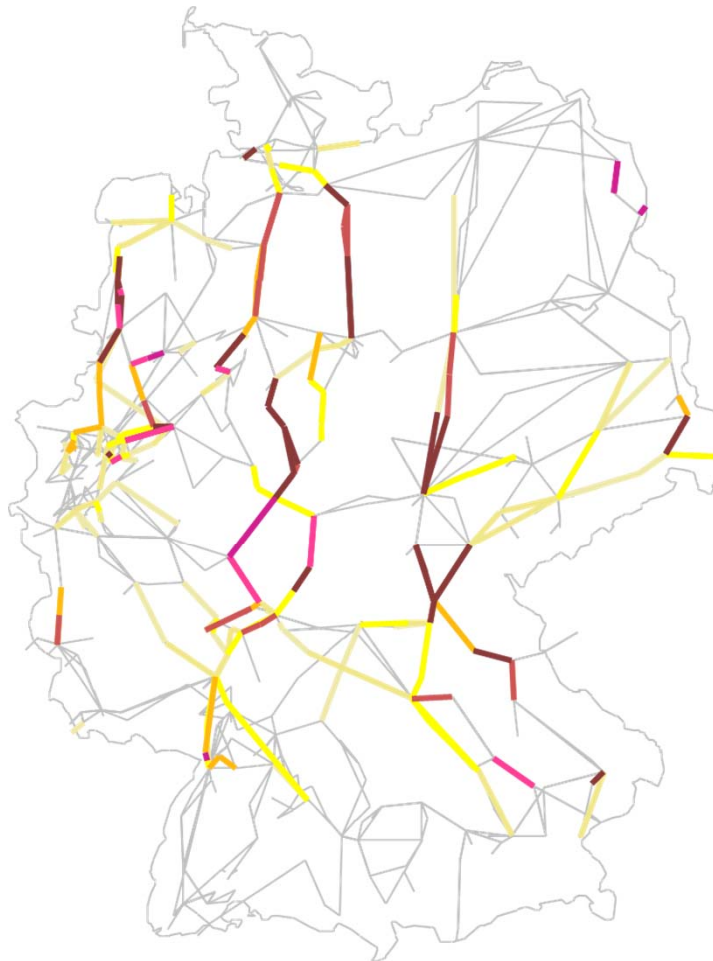


- ➔ Aus europäischem Stromhandel ergibt sich ein hoher zusätzlicher Nord-Süd-Transit durch Deutschland insbesondere nach Österreich.
- ➔ Der physikalische Leistungsfluss in Richtung Polen ist deutlich höher, in Richtung Österreich deutlich geringer als der Handelsfluss.

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen



Leitungsauslastung

- Auslastung < 80 %
- Auslastung < 90 %
- Auslastung < 100 %
- Auslastung < 110 %
- Auslastung < 120 %
- Auslastung < 140 %
- Auslastung < 160 %
- Auslastung > 160 %

→ Sehr hohe Netzauslastung erfordert umfangreiche Maßnahmen.

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

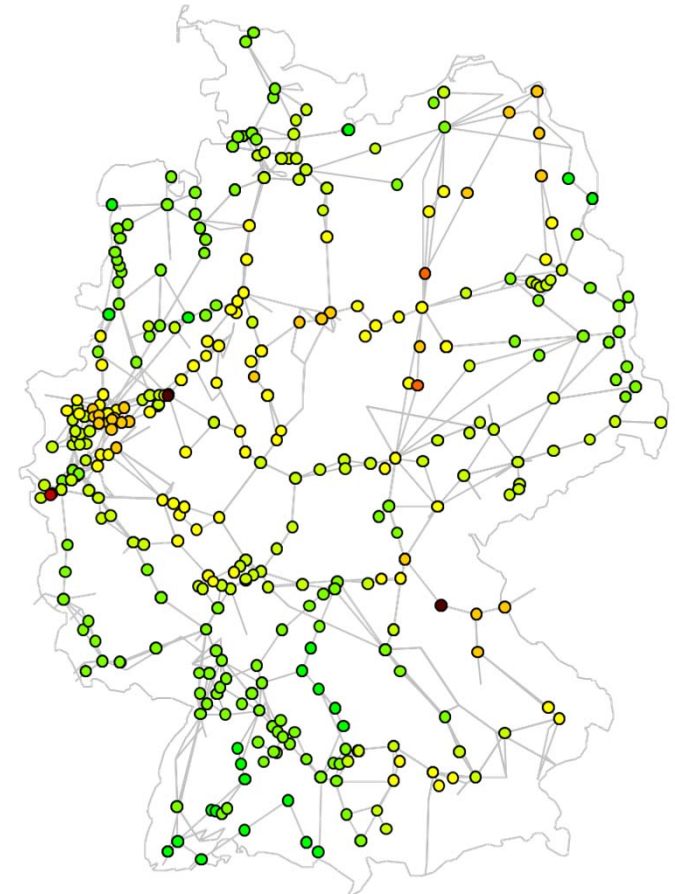
Nach topologischen Gegenmaßnahmen, Redispatch mit konventionellen, marktbasierter Kraftwerken in DE, Netzreserve-Kraftwerken in Süd-DE und Redispatchbedarf in AT



realisierter Redispatch	GW
-------------------------	----

Konv. Redispatch marktbasierter KW'e in Süd-DE	5,5
Bedarf an gesichertem Redispatch	7,0
davon Netzreserve-KW'e in Süd-DE	3,9
davon Redispatchbedarf in AT	3,1
WEA-Absenkung	1,2

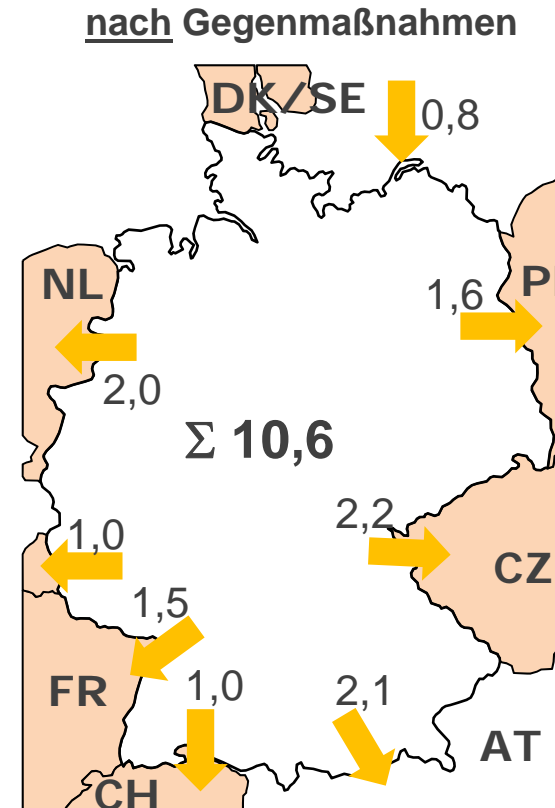
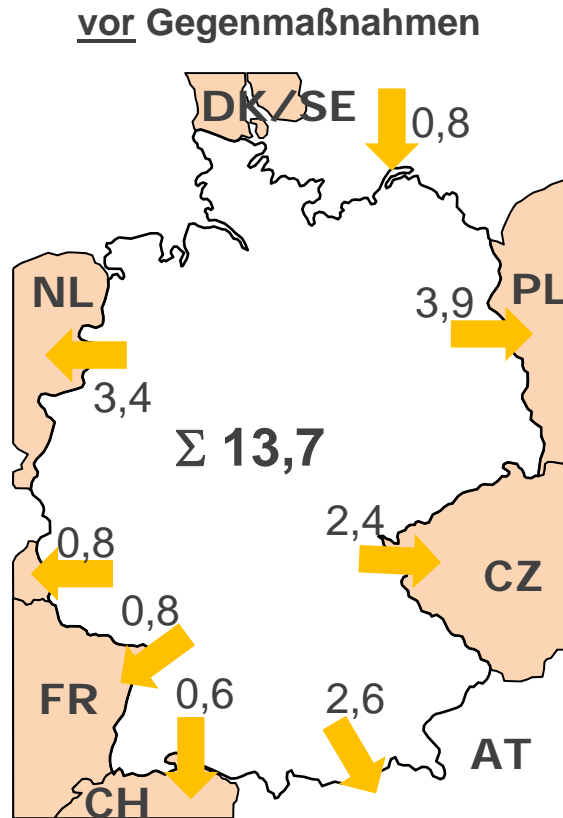
Leitungsauslastung	Knotenspannung in kV
Auslastung < 80 %	<375
Auslastung < 90 %	<380
Auslastung < 100 %	<385
Auslastung < 110 %	<390
Auslastung < 120 %	<395
Auslastung < 140 %	<400
Auslastung < 160 %	<405
Auslastung < 160 %	<410
Auslastung > 160 %	<415
	<420



→ Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial in Höhe von insgesamt 7 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Physikalische Leistungsflüsse vor und nach Gegenmaßnahmen



- Der Leistungsfluss DE → PL wurde mit Hilfe der Phasenschiebertransformatoren auf den zulässigen Wert von 1,6 GW begrenzt.
- Der Leistungsfluss DE → AT wurde durch den Einsatz von 3,1 GW Redispatch in AT um rd. 0,4 GW verringert.

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Übersicht der Ergebnisse

	t+4
Windenergieabsenkung	1,2 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-Deutschland	5,5 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	7,0 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in DE	3,9 GW*
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,1 GW
Berücksichtigung von EC ergibt <u>zusätzlichen</u> Redispatchbedarf in IT/ AT	0 GW

*

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2

Übersicht der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

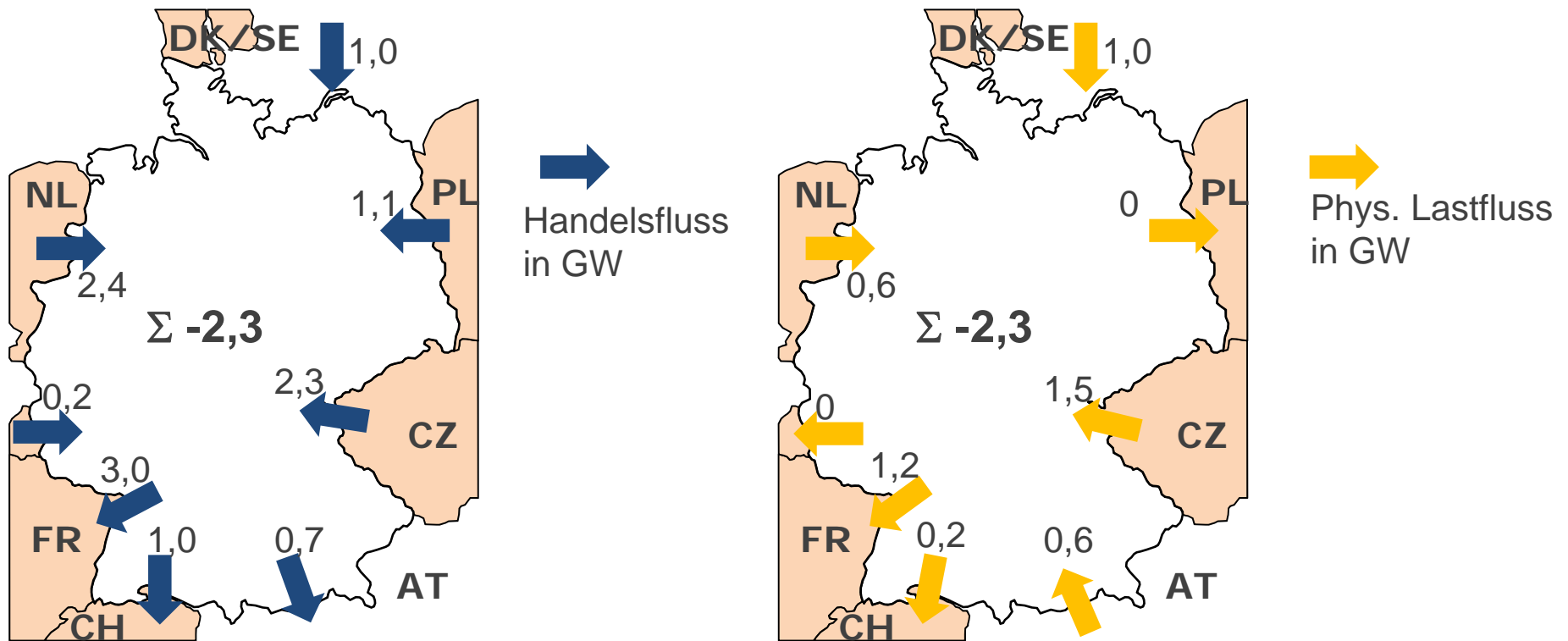
Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE → AT
- t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- **t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2**
- Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)

t+4: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Marktergebnis und physikalische Flüsse (nach Gegenmaßnahmen; gerundet)

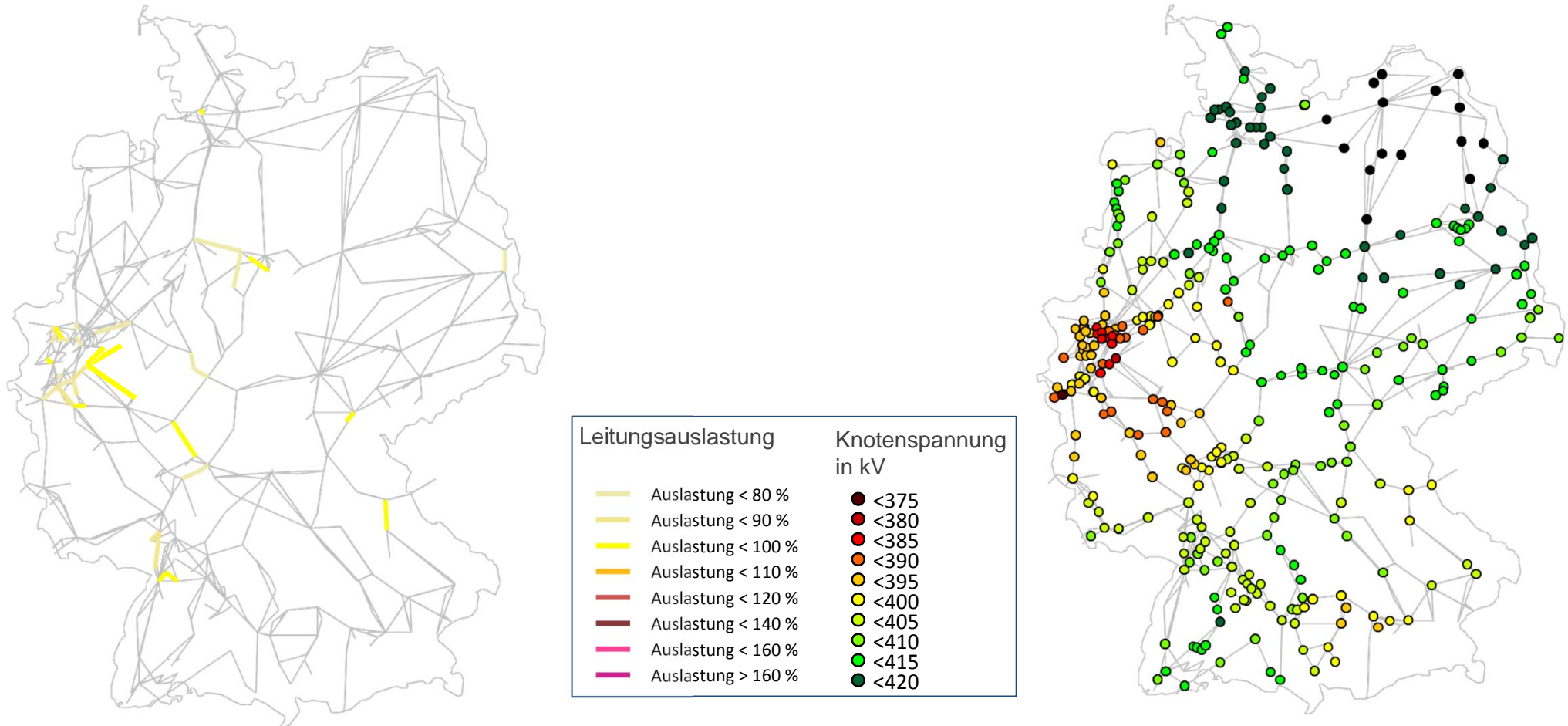


- Alle verfügbaren marktbasierten konventionellen Kraftwerke in Deutschland sind im Einsatz.
- Der Import aus dem Ausland ist daher trotz Windflaute und keiner Einspeisung aus Photovoltaik nur gering.

t+4: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

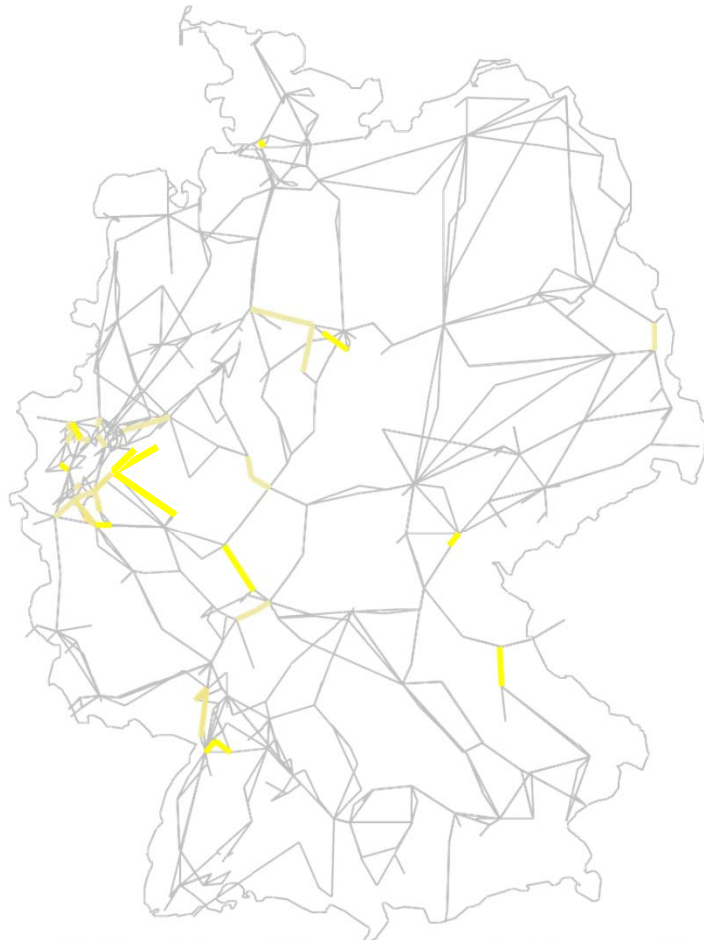
Vor Gegenmaßnahmen



➔ Es sind keine Leitungsüberlastungen vorhanden.

t+4: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall,
Nach topologischen Gegenmaßnahmen



realisierter Redispatch

GW

Konv. Redispatch in Süd-DE mit
marktbasierten KW'en

0,0

Bedarf an gesichertem Redispatch

0,0

davon Redispatch Netzreserve-KW in DE

0,0

davon Redispatchbedarf in AT

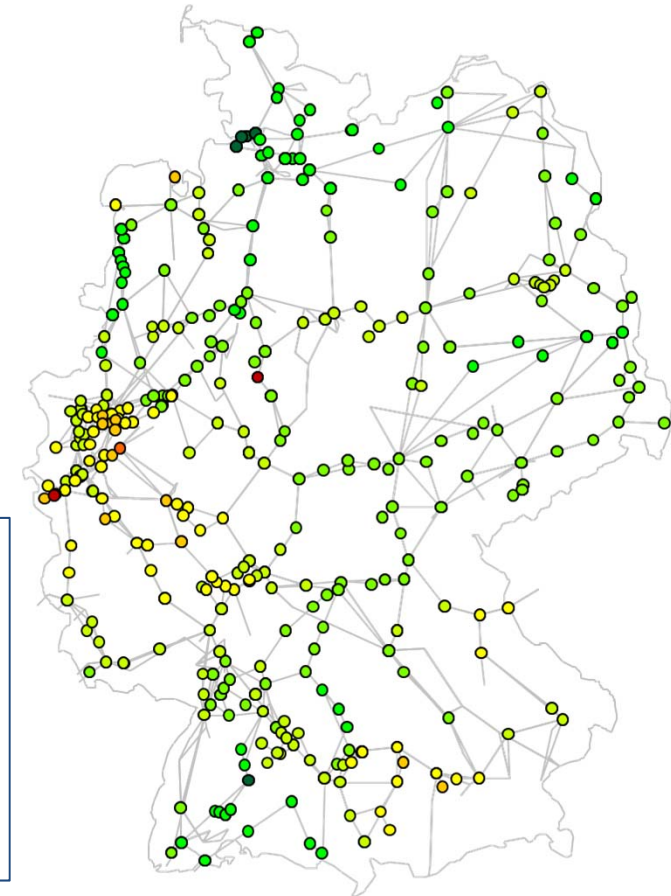
0,0

Leitungsauslastung

- Auslastung < 80 %
- Auslastung < 90 %
- Auslastung < 100 %
- Auslastung < 110 %
- Auslastung < 120 %
- Auslastung < 140 %
- Auslastung < 160 %
- Auslastung > 160 %

Knotenspannung in kV

- <375
- <380
- <385
- <390
- <395
- <400
- <405
- <410
- <415
- <420

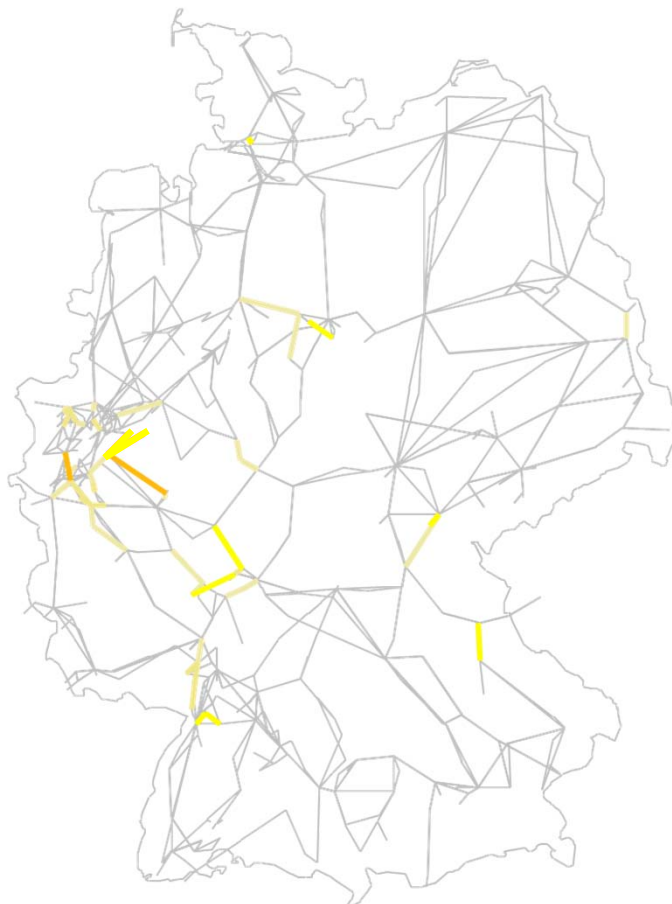


➔ Zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen sind keine Redispatchmaßnahmen erforderlich.

t+4: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall, SS- und Mehrfachfehlern (EC)

Nach topologischen Gegenmaßnahmen



realisierter Redispatch

GW

Konv. Redispatch in Süd-DE mit
marktbasierten KW'en

0,0

Bedarf an gesichertem Redispatch

0,0

davon Redispatch Netzreserve-KW in DE

0,0

davon Redispatchbedarf in AT

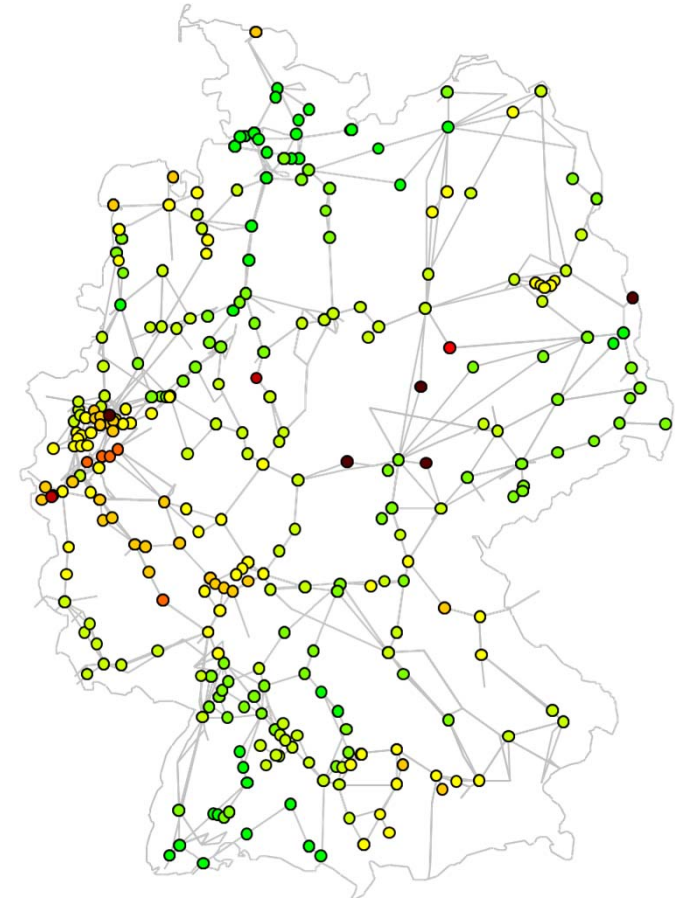
0,0

Leitungsauslastung

- Auslastung < 80 %
- Auslastung < 90 %
- Auslastung < 100 %
- Auslastung < 110 %
- Auslastung < 120 %
- Auslastung < 140 %
- Auslastung < 160 %
- Auslastung > 160 %

Knotenspannung in kV

- <375
- <380
- <385
- <390
- <395
- <400
- <405
- <410
- <415
- <420



➔ Zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen sind keine Redispatchmaßnahmen erforderlich.

t+4: Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2

Übersicht der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Netzanalyse und Durchführung von Gegenmaßnahmen

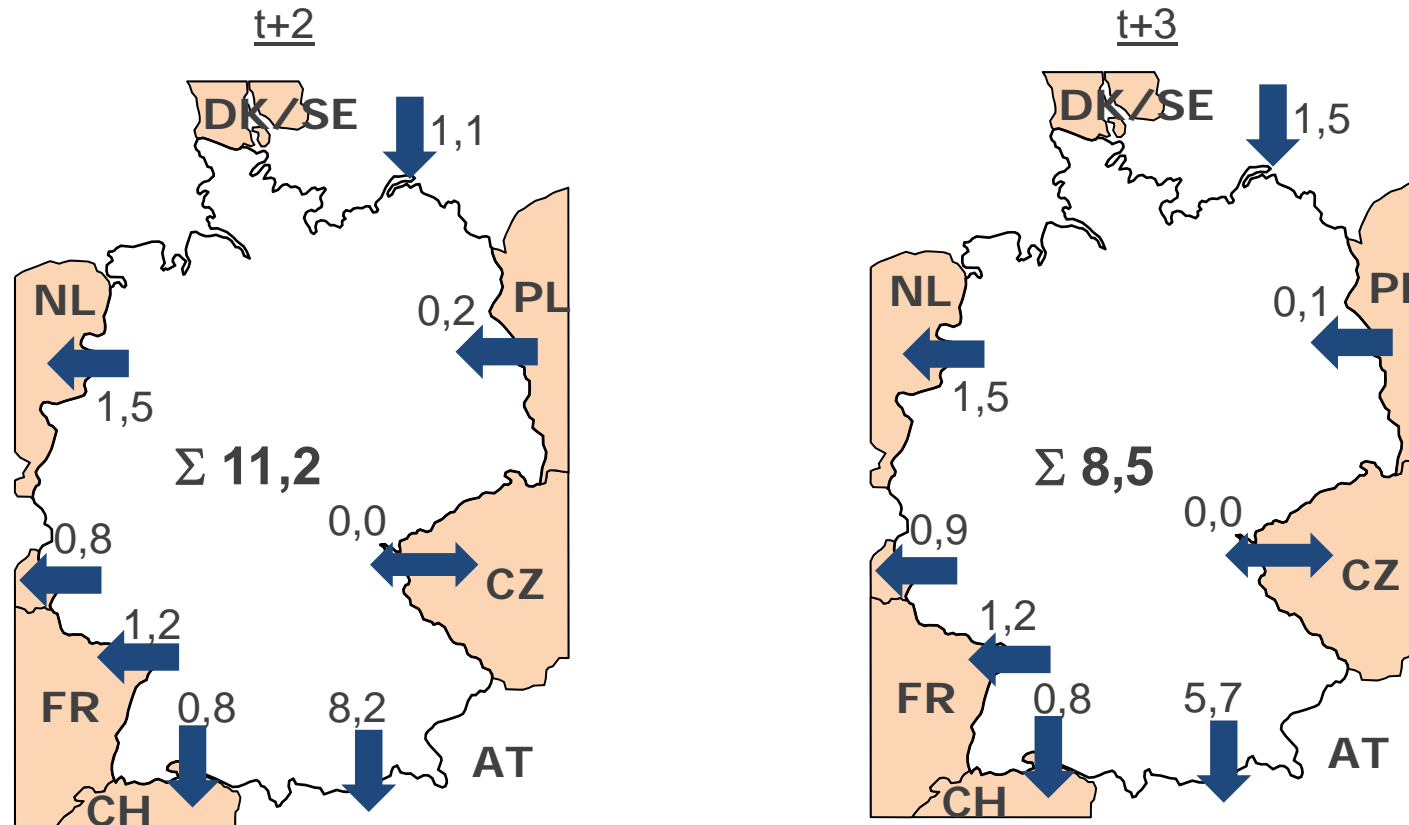
Ergebnisübersicht der Netzanalysen

- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+2: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2, Sensitivität NTC DE → AT
- t+2; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- t+4: Starklast/-wind (Stunde 8298), Fall 2
- t+4; Starklast/ Dunkelflaute (Stunde 8419), Fall 2
- **Ergebnisvergleich Starklast/-wind, Fall 2 zwischen t+2 mit t+3 (BA 2013)**

Starklast/-wind, Fall 2

Vergleich der Handelsflüsse in t+2 und t+3 (BA 2013)

(Angaben in GW)



- Der deutsche Export und der Handelsfluss nach Österreich ist in t+2 deutlicher höher als in t+3.
- Der Transit durch Deutschland ist somit ebenso höher.
- Dies hat in t+2 ggü. in t+3 einen höheren Redispatchbedarf in Österreich zur Folge.

Starklast/-wind, Fall 2

Ergebnisvergleich t+2/4 und t+3 (BA 2013)

	Starklast/-wind		
	t+2	t+3 (BA 2013)	t+4
Zubau von Blindleistungs-kompensationsmaßnahmen	Ja	Ja	Ja
Windenergieabsenkung	0,6 GW	1,7 GW	1,2 GW
konv. Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Süd-Deutschland	5,1 GW	5,3 GW	5,5 GW
Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	6,0 GW	4,8 GW	7,0 GW
davon Netzreserve-Kraftwerke in Deutschland	2,6 GW ^{1,2)}	2,9 GW ^{1,2)}	3,9 GW ¹⁾
davon Redispatchbedarf im Ausland (AT)	3,4 GW ³⁾	1,9 GW ³⁾	3,1 GW

¹ Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

² Davon bereits rd. 1,4 GW kontrahierte Netzreserve-Kraftwerke (Stand 1. März 2014).

³ In Österreich ist bereits eine Kraftwerksleistung von rd. 800 MW kontrahiert (Stand 1. März 2014).

Starklast/-wind, Fall 2

Vergleich der Ergebnisse t+2 und t+3 (BA 2013)

- Die **Handelsflüsse** zu den Nachbarländern sind bis auf Österreich nahezu identisch.
- Der Handelsfluss nach **Österreich** ist mit 8,2 GW höher als in t+3 (5,7 GW). Dieser höhere Handelsfluss und der damit einhergehende höhere **physikalische Leistungsfluss** führt zu Engpässen. Hierdurch ist der um 1,5 GW höhere Redispatchbedarf in AT für t+2 erklärbar.
- Unter Berücksichtigung des o. g. höheren Handelsflusses, der ggü. den Bedarfsanalysen 2013 für t+2 aktualisierten Eingangsdaten der Marktsimulation bzw. Netzmodell sowie der verbesserten Analysemethodik sind die **Ergebnisse** somit **nachvollziehbar**.

Anhang

Anhang

NTC-Werte

NTC-Werte		T+1	T+1	T+2	T+2	T+4	T+4
BA 2014		Mit Wind	Ohne Wind	Mit Wind	Ohne Wind	Mit Wind	Ohne Wind
	AT-DE	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen					
	DE-AT						
	BE-DE						
	DE-BE						
C-Funktion	CH-DE						
C-Funktion	DE-CH						
DE/CZ/SK	CZ-DE						
DE/CZ/SK	DE-CZ						
	DKE-DE						
	DE-DKE						
f(Last, Wind)	DKW-DE						
f(Last, Wind)	DE-DKW						
C-Funktion	FR-DE						
C-Funktion	DE-FR						
	LU-DE						
	DE-LU						
C-Funktion	NL-DE						
C-Funktion	DE-NL						
	NO-DE						
	DE-NO						
DE/CZ/SK	PL-DE						
DE/CZ/SK	DE-PL						
	SE-DE						
	DE-SE						
PL nach	DE/CZ/SK						
DE/CZ/SK	nach PL						

Anhang

NTC-Werte: C-Funktion

		Export DE						Import DE				
		G-Funktion	DE => NL	Amprion => NL	TTG => NL	DE => FR	DE => CH	NL => DE	NL => Amprion	NL => TTG	FR => DE	CH => DE
Windprognose DE												
von	bis											
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen												

Anhang

Eingangsparameter – nicht am Markt befindliche Kraftwerke in t+2 (Nord), ohne Kernkraftwerke (mit der BNetzA abgestimmt)

Installierte Kraftwerksleistung – und last	BNetzA-ID	ÜNB_ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Nord/Süd	Energieträger	Leistung [MW]
	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen								
Kraftwerks-einsatz									
Netzmodell									
									7559

Anhang

Eingangsparameter - nicht am Markt befindliche Kraftwerke in t+2 (Süd), ohne Kernkraftwerke (mit der BNetzA abgestimmt)

Installierte Kraftwerksleistung – und last	BNetzA-ID	ÜNB ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Nord/Süd	Energieträger	Leistung [MW]
	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen								3335

Anhang

Eingangsparameter - nicht am Markt befindliche Kraftwerke in t+4 (Nord), ohne Kernkraftwerke (mit der BNetzA abgestimmt)

Installierte Kraft- werksleistung – und last	BNetzA-ID	ÜNB_ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Nord/Süd	Energieträger	Leistung [MW]
	Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen								
Kraftwerks- einsatz									
Netzmodell									
									7969

Anhang

Eingangsparameter - nicht am Markt befindliche Kraftwerke in t+4 (Süd), ohne Kernkraftwerke (mit der BNetzA abgestimmt)

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

BNetzA-ID	ÜNB_ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Nord/Süd	Energieträger	Leistung [MW]
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen								
								4764

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+2

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Startnetz (I)

Leitungen		Transformatoren	
Nr.	Trasse	Nr.	Standort
50HzT-001	Altenfeld - Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	TTG-019	Conneforde
TTG-013	Raum Brunsbüttel	TTG-P129	Jardelund
TNG-006	Hoheneck - Punkt Rommelsbach		
TTG-004	Altenfeld-Redwitz		
TTG-005	Hamburg/Nord-Dollern		

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+2

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Startnetz (II)

Spannungshaltung		Spannungshaltung	
Nr.	Standort	Nr.	Standort
50HzT-127	Vieselbach (MSCDN)	TTG-018	Pleinting (MSCDN)
50HzT-127	Altenfeld (MSCDN)	TTG-018	Schwandorf (MSCDN)
TTG-018	Würgau (MSCDN)	TTG-018	Ganderkesee (Spule)
TTG-018	Karben (MSCDN)	TTG-018	Redwitz (Spule)
TTG-018	Sottrum (SVC)	TTG-018	Schwandorf (Spule)
TTG-018	Grohnde (MSCDN)	TTG-018	Grafenrheinfeld (rotierender Phasenschieber)
TTG-018	Bechterdissen (MSCDN)		
TTG-018	Stadorf (MSCDN)		

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+2

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Zubaunetz

Leitungen		Transformatoren	
Nr.	Trasse	Nr.	Standort
P101	Raum Düren	P46	Redwitz
		P54	Irsching
		P121	Würgau

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+4

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Startnetz (I)

Leitungen		Transformatoren	
Nr.	Trasse	Nr.	Standort
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen	TTG-006	Hardeggen
AMP-009	Punkt Meppen - Punkt Wettringen	TTG-006	Lamspringe
TTG-006	Wahle-Mecklar (Abschnitt Wahle-Hardeggen)		
TTG-009	Ganderkesee-St. Hülfe		

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+4

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Startnetz (II)

Spannungshaltung		Spannungshaltung	
Nr.	Standort	Nr.	Standort
AMP	Aspeck (Spule)	TTG-018	Lamspringe (MSCDN)
AMP	Kriftel (MSCDN)	TTG-018	Hardeggen (Spule)
AMP	Kriftel (SVC)	TTG-018	Audorf (Spule)
AMP	Büscherhof (MSCDN)	TTG-018	Altheim (Spule)
AMP	Weißenthurm (MSCDN)	TTG-018	Stade (Spule)
AMP	Kusenhorst (MSCDN)		

Anhang

Eingangsparameter - Netzausbauverzögerungen in t+4

Installierte Kraft-
werksleistung –
und last

Kraftwerks-
einsatz

Netzmodell

NEP-Zubaunetz

Leitungen		Transformatoren	
Nr.	Trasse	Nr.	Standort
P25	Barlt (Süderdonn) - Heide	P106	Öchtel
P53	Raitersaich - Ludersheim	P25	Heide
P53	Ludersheim - Sittling - Isar	P67	Simbach
P67	Abzweig Simbach	P67	Altheim