Ergebnisdokumentation

Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß ResKV

30.04.2015

50hertz amprion TenneT Taking power further TRANSNET BW

Agenda

- **Executive Summary**
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

RD in AT/IT	Erwartungsgemäß gesicherte Leistung
RD in PL	Leistung nicht gesichert, nach Können & Vermögen

Finale Ergebnisse der Systemanalysen 2015

Bedarfsdimensionierende Grenzsituation Starklast/Starkwind

	Winter 15/16 (t+1)		Winter 16/17 (t+2)		Winter 19/20 (t+5)	
	RD in AT/ IT	RD in PL	RD in AT/ IT	RD in PL	RD in AT/ IT	RD in PL
→ Negativer RD Windeinspeisung (Einsenkung)	11,2 GW	10,2 GW	12,8 GW	12,8 GW	17,1 GW	Auch in (t+5) besteht trotz PST an ostdt. Grenzen der Bedarf, Leitungs-überlastun-gen DE-PL mit RD zu heilen. Dies führt aber nicht zu einem zusätzlichen Bedarf im Ausland.
Negativer RD marktbasierter KW in DE	10,1 GW	10,1 GW	9,4 GW	8,3 GW	8,2 GW	
Summe negativer RD	*21,3 GW*	*20,3 GW*	*22,2 GW*	*21,1 GW*	*25,3 GW*	
→ Positiver RD marktbasierter KW in DE	13,6 GW	13,6 GW	14,0 GW	14,4 GW	19,2 GW	
Positiver RD ResKW in DE	3,0 GW[1]	2,8 GW[1]	3,5 GW[1]	3,4 GW[1]	3,7 GW[1]	
Positiver RD kontrahierter ausl. KW (gem. IBV)	3,4 GW	3,4 GW	2,7 GW[2]	2,7 GW[2]	2,4 GW[3]	
Zusätzlicher positiver RD ausl. KW	**1,4 GW[4]**	**0,5 GW**	**2,0 GW**	**0,6 GW**	**0 GW**	
Summe positiver RD	*21,3 GW*	*20,3 GW*	*22,2 GW*	*21,1 GW*	*25,3 GW*	
Summe an notwendigem, gesichertem RD in DE und im Ausland	**7,8 GW[4]**	**6,7 GW**	**8,2 GW**	**6,7 GW**	**6,1 GW**	

- Grenzsituation **Starklast/Starkwind** ist in allen Zeithorizonten **bedarfsdimensionierend**
- Grenzsituation **Starklast/Schwachwind („Dunkelflaute“)** zeigt **keinen** Reservebedarf

[1] ResKW Ingolstadt konnte aufgrund regionaler Netzengpässe nicht vollständig einspeisen

[2] Annahme, dass die bisherigen IBV14 für Winter 17/18 kontrahierte ResKW ohne FR weitergeführt werden

[3] Annahme, dass die bisherigen IBV14 für Winter 17/18 kontrahierte ResKW ohne FR und CH weitergeführt werden

[4] Aufgrund nachträglich veränderter Annahmen zum NTC DE-CH erfolgte eine Anpassung des Bedarfswertes auf insgesamt 7,8 GW. Vgl. hierzu Anhang A.

Kernaussagen zu den Tendenzen der Systemanalysen

- **Die Trends der bisherigen Systemanalysen bestätigen sich:**

  - In der Grenzsituation **Starklast/Schwachwind** wird Deutschland Nettoimporteur mit steigender Tendenz wegen des Rückgangs der inländischen thermischen Kraftwerksleistung
  - In der Grenzsituation **Starklast/Starkwind** besteht weiterhin ein sehr hoher Exportüberschuss Deutschlands (> 10 GW). Dieser wird verstärkt durch zunehmende Transite von Skandinavien in Richtung Kontinentaleuropa (bis zu 4 GW für Winter 2019/20)

- **Für alle Zeithorizonte ist die Grenzsituation Starklast/Starkwind weiterhin bedarfsdimensionierend:**

  - Der Exportüberschuss Deutschlands durch zunehmende EE-Einspeisung führt gemeinsam mit den Nord-Süd-Transiten zu sehr hohen Leistungsflüssen im deutschen Übertragungsnetz und den Kuppelleitungen zum benachbarten Ausland.
  - Die europäische Lastverteilung beeinflusst die großräumigen physikalischen Leistungsflüsse im deutschen Übertragungsnetz. Die deutlich geringere Verbrauchsleistung in Frankreich im Starkwindfall (-20 GW gegenüber den Vorjahresanalysen) wirkt verstärkend auf die Leistungsflüsse in Richtung Osten/Süden.
  - Die Einhaltung der zulässigen Leistungsflüsse DE-PL/CZ entwickelt sich zur größten Herausforderung. Dieser Effekt wird erst mittelfristig durch die Querregeltransformatoren DE-PL/CZ gemildert. Jedoch führen diese Maßnahmen wiederum zu einer Zunahme der innerdeutschen Nord-Süd-Leistungsflüsse. Damit kann davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an Redispatchpotenzial in Süddeutschland und im südlichen Ausland wieder zunimmt.

Die Gewährleistung der Systemsicherheit ist zunehmend ein europäisches Problem

- Die hohen Handelsexporte DE-AT (~8.500 MW) in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starklast/Starkwind führen physikalisch zu sehr hohen Transitflüssen DE – PL/CZ - AT

- Dieser Effekt wird begünstigt durch
  - Sehr hohe Windenergieeinspeisung in Ostdeutschland
  - Deutlich geringere Lastsenke in Frankreich im Vergleich zu den Vorjahresanalysen

- Die physikalischen Leistungsflüsse DE-PL sind insbesondere zur Vermeidung von Engpässen im polnischen Netz auf 1.600 MW zu begrenzen; in Folge der Marktergebnisse stellen sich Flüsse von ~3.500 MW ein.

- Gegenmaßnahmen müssen aus deutscher Sicht daher
  - nicht nur zur Behebung von Leitungsüberlastungen in **Nord-Süd-Richtung** im deutschen Übertragungsnetz (Leistung in Nord-DE herunterfahren und dafür in Süd-DE und südl. Ausland hochfahren),
  - sondern insbesondere auch zur Einhaltung der zulässigen grenzüberschreitenden Leistungsflüsse in **West-Ost-Richtung**

  eingesetzt werden.

Neue Anforderungen an den Redispatcheinsatz in den Systemanalysen (und damit künftig auch im Systembetrieb)

- **Die bisherige Methodik zur Ermittlung von kurativen Gegenmaßnahmen fokussiert auf die Behebung von innerdeutschen Engpässen in Nord-Süd-Richtung** und ist nicht geeignet, den neuen Herausforderungen effizient gerecht zu werden

- Bei **Festhalten an der bisherigen Methodik** steigt der Umfang des gesamten erforderlichen Redispatchpotenzials enorm an und **ist aus Sicht der ÜNB volkswirtschaftlich ineffizient und betrieblich zunehmend risikobehaftet**
  - Das marktbasierte Redispatchpotenzial und die systemrelevanten Kraftwerke der Netzreserve in Süddeutschland werden vollständig in Anspruch genommen und helfen gut bei der Behebung der innerdeutschen Nord-Süd-Engpässe, haben jedoch nur eine sehr begrenzte Wirksamkeit auf die Beherrschung der Lastflüsse DE – PL.
  - Weiterer innerdeutscher Redispatch zum Ausgleich der in Ost-DE abgeregelten Wind- und konventionellen Erzeugung durch westdeutsche Kraftwerke hat nur eine geringe Hebelwirkung auf die Leistungsflüsse DE - PL und führt zu hohem zusätzlichen ineffizienten Redispatch in Westdeutschland.
  - Die bisherigen Interessenbekundungsverfahren (IBV) haben Angebote für Redispatchpotenzial vor allem in AT, IT, CH und FR hervorgebracht. Die Inanspruchnahme dieser IBV-Potenziale hat ebenfalls eine sehr ineffiziente Wirkung auf die Leistungsflüsse DE - PL und erfordert ebenfalls sehr hohe Redispatchvolumina deutlich über den bislang kontrahierten Umfang hinaus.
  - Neben der volkswirtschaftlichen Ineffizienz führen die immer weiter steigenden RD-Mengen zu einer Erhöhung der SoS-Risiken (Koordination und Abwicklung der sehr hohen Redispatchvolumina stößt zunehmend an die Grenzen der betrieblichen Umsetzbarkeit und Verantwortbarkeit)
  - Es ist absehbar, dass zusätzliche Effizienzverluste durch die i.d.R. sehr hohen Vorlaufzeiten beim Abruf der Reserve-KW auftreten werden.

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (I)

Alternative kurative Maßnahmen

- Eine hohe Sensitivität auf die Leistungsflüsse DE – PL wäre durch cross-border Redispatch mit polnischen Kraftwerken gegeben. Dies ist durch die betriebliche Praxis und indikative Untersuchungen in den Systemanalysen belegt.
  - **Aber:** Bereits heute kann es in vergleichbaren Situationen vorkommen, dass das Hochfahren polnischer Kraftwerke zu Netzengpässen in PL und zwischen PL und CZ führt. Daher ist die Verlässlichkeit dieses Redispatchpotenzials im Sinne einer gesichert verfügbaren Reserve – neben möglicher regulatorischer Vorbehalte in diesen Ländern – grundsätzlich in Frage zustellen. Die deutschen ÜNB haben im Rahmen der Systemanalysen keine Möglichkeit die Einhaltung der Systemsicherheit in ausländischen Netzen zu prüfen.
  - Des Weiteren führt der zukünftige Einsatz der Phasenschieber an den Kuppellleitungen DE – PL/CZ wiederum zu einer Zunahme der innerdeutschen Nord-Süd-Leistungsflüsse. Damit kann davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an Redispatchpotenzial im südlichen Ausland wieder zunimmt.

- Erschließung von gesichertem Redispatch-Potenzial in AT im Rahmen der Netzsicherheits-kooperation DE-AT
  - Auf marktbasiertes Redispatchpotenzial in AT wird bereits heute nach Können und Vermögen zurückgegriffen
  - Abstimmungsgremien (Netzsicherheitskooperation DE-AT, Beteiligte: DE-ÜNB, APG, BNetzA und E-Control) sowie entsprechende Verträge (TenneT-APG) existieren bereits

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (II)

Präventive Maßnahmen (I)

- Neben **kurativen Maßnahmen („Wie nimmt man Druck aus dem Kessel?“)** müssen angesichts der Entwicklungen zunehmend auch **präventive Maßnahmen („Wie sorgt man dafür, dass unzulässiger Druck im Kessel gar nicht erst aufkommt?“)** in den Fokus der Betrachtungen rücken.

- Als präventive Maßnahmen kommen aus Sicht der ÜNB grundsätzlich in Frage:

  - Maßnahmen, die ausgehend von bekannten Prozessen auf Initiative der ÜNB ergriffen werden können
    - Kapazitätseinschränkung an lastflussrelevanten Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung und Countertrading/Curtailment
    - Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der Grenze DE – AT

  - Maßnahmen, die teilweise neue Prozesse und Änderungen des gesetzlich-regulatorischen Rahmens bedingen
    - Vermarktungsverbot für konventionelle Erzeugung
    - Präventive Kappung der Windeinspeisung in der Direktvermarktung
    - Präventive Beschaffung von Redispatchmengen am deutschen Markt (SiV)

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (III)

Präventive Maßnahmen (II)

- Die präventiven Gegenmaßnahmen ersetzen die kurativen Optionen nicht vollständig. Sie sind aber dazu geeignet, diese auf ein aus Sicht der ÜNB volkswirtschaftlich effizientes und betrieblich vertretbares Maß zu begrenzen. Der erforderliche Umfang der präventiven Maßnahmen muss in entsprechenden Sensitivitätsanalysen außerhalb der gesetzlichen Systemanalysen näher bestimmt werden.

- Die präventiven Gegenmaßnahmen komplettieren damit das Portfolio der marktbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit.

Netzausbau als nachhaltige Lösung

- Längerfristig ist der bedarfsgerechte Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich. Das Portfolio der kurativen und präventiven Maßnahmen stellt eine Überbrückungslösung dar, die insbesondere ein Auseinanderfallen der einheitlichen Preiszone in Deutschland verhindern soll.

Nächste Schritte

- Die ÜNB intensivieren im Rahmen der Netzsicherheitskooperation DE-AT die Bemühungen um ein **gesichertes Redispatchpotenzial** in AT mit dem Ziel einer Verfügbarkeit im Winter 2015/16.

- Die ÜNB suchen das Gespräch mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zur Erschließung von gesichertem Redispatchpotenzial in PL.

- Die ÜNB analysieren gemeinsam mit APG die Auswirkungen der **Einführung einer Engpassbewirtschaftung an Grenze DE-AT** auf das Marktgeschehen und die Netzsituation. Die entsprechenden Untersuchungen wurden bereits im Rahmen der Netzsicherheits-kooperation DE-AT für das 2. Quartal 2015 vereinbart. Ein kick-off Gespräch zur Detaillierung des Arbeitsprogramms und Festlegung eines Projektplans hat bereits stattgefunden.

- Die ÜNB analysieren die Wirksamkeit von weitergehenden **Kapazitätseinschränkungen an lastflussrelevanten Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung** (Import- und Exportseite) mit dem Ziel, bei bestehendem Exportüberschuss Deutschlands den damit erzielbaren Einfluss auf die Höhe des Reservekraftwerksbedarfs in der Situation Starklast/Starkwind z. B. durch Beschränkung der Leistungsimporte aus Skandinavien zu ermitteln. Die Untersuchungen starten unmittelbar nach Abgabe der Ergebnisse der Systemanalysen 2015 an die BNetzA und benötigen ca. 3 Wochen.

- Die ÜNB regen an, gemeinsam mit der BNetzA die für eine Etablierung präventiver marktbezogener Maßnahmen erforderlichen Anpassungen im Ordnungsrahmen beim Verordnungsgeber zu adressieren.

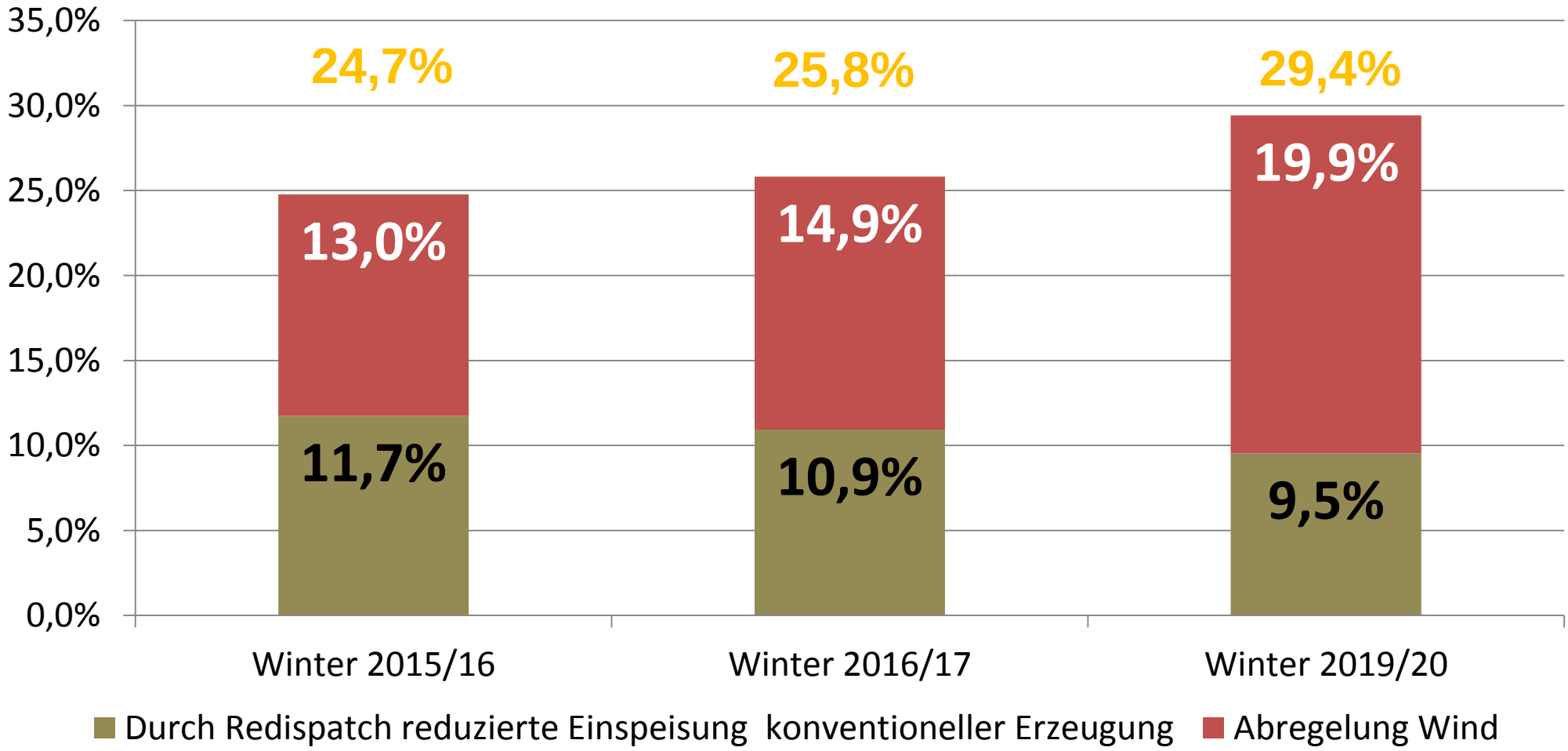
Anhang Executive Summary

- **Erläuterung der Ursachen, warum trotz Inbetriebnahme der Südwest-kuppelleitung und weiterer Netzausbauten (z.B. Mittelrheintrasse) der Bedarf an Netzreserve zwar absinkt, aber trotzdem ein signifikanter Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial bestehen bleibt**

- **Erläuterung der Veränderungen des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial für den Winter 2015/16 (t+1) im Vergleich zur letztjährigen Systemanalyse**

Trotz voranschreitendem Netzausbaus müssen 2020 bis zu 30% der durch den Markt bereitgestellten Leistung durch Redispatch innerhalb Deutschland neu allokiert werden

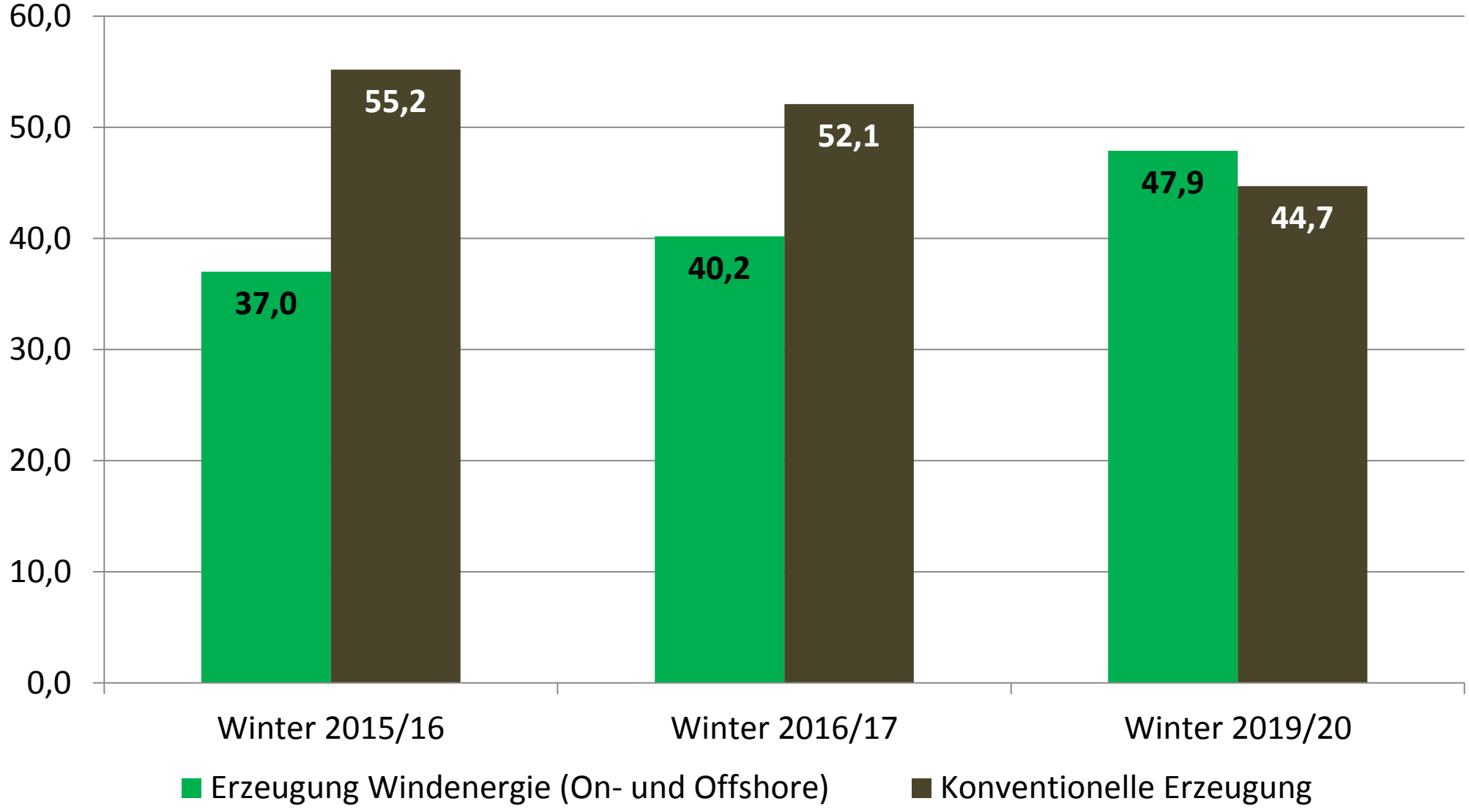
Redispatch im Verhältnis zur angesetzten Last in DE (86 GW, Starklast/ Starkwind)



→ Die Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien kann ohne Netzausbau **und** ohne Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr sichergestellt werden.

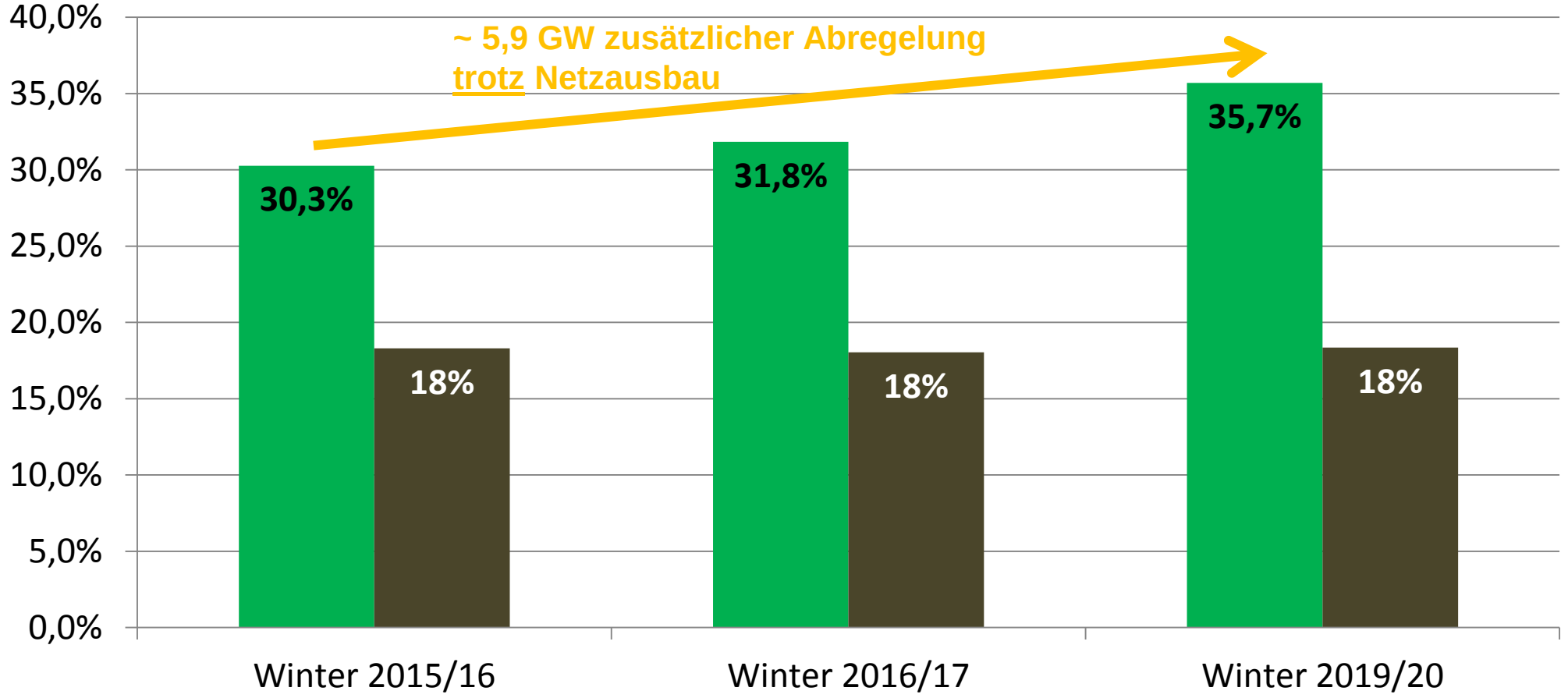
Zwar übertrifft bis 2020 im Starklast-/Starkwindfall die eingespeiste Leistung aus Windkraftanlagen die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken…

Vergleich Stromerzeugung Wind vs. Konventionell in GW (Ergebnis der Marktsimulation)



…jedoch fehlen die notwendigen Leitungskapazitäten, um diese zusätzliche Leistung in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und Europas zu transportieren.

Verhältnis abgeregelter, bzw. reduzierter Leistung zu Erzeugung in Deutschland in %



- Anteil abgeregelter an gesamter Windenergieerzeugung
- Anteil der durch Redispatch reduzierten Einspeisung an der gesamten konventionellen Erzeugung

Erläuterung der Veränderungen des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial t+1 (I)

Ergebnisvergleich der Grenzsituation Starklast/Starkwind $t+2_{BA2014}$ und $t+1_{BA2015}$

- Der Reservebedarf für den **Winter 2015/16** betrug in den **BA2013** bereits **4,8 GW** und in den **BA2014** insgesamt **6,0 GW**.
- Aufgrund des erneuten Anstiegs in den **BA2015** auf nun **7,7 GW** bedarf es insbesondere der detaillierten Darstellung der methodischen und fundamentalen Faktoren, die im Modell zu diesem Anstieg geführt haben.

Abweichung	$t+2_{BA2014}$	$t+1_{BA2015}$	Anmerkung
Lastfluss DE→PL vor Gegenmaß-nahmen	3,1 GW	3,5 GW	**Ursache liegt im veränderten Marktgeschehen:** • Erheblich geringeres Importsaldo von FR • höheres Exportsaldo von DE • Wechsel von Import- auf Exportsaldo DK • Wechsel von Export- auf Importsaldo PL • Zunehmendes Importsaldo für HU und IT **→ Folge sind verstärkte Lastflüsse in Richtung Osteuropa insb. Polen/Ungarn/Kroatien**
Modellierung aus-ländischer Redis-patchpotenziale an IBV-Ergebnissen orientiert	3,4 GW	4,7 GW	Bislang erhaltene Angebote im Interessens-bekundungsverfahren (IBV) zeigen, dass Redispatchpotenziale nur teilweise in AT kontrahiert werden können, zusätzliche Leistung ist hauptsächlich in IT verfügbar
			→

Erläuterung der Veränderungen des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial t+1 (II)

Ergebnisvergleich der Grenzsituation Starklast/Starkwind $t+2_{BA2014}$ und $t+1_{BA2015}$

Abweichung	$t+2_{BA2014}$	$t+1_{BA2015}$	Anmerkung
←			
Einsatz von Redispatchpotenzial marktbasierter Kraftwerke in Nord-/West-DE	0 GW	7,3 GW	• Um höheren ResKW Bedarf zu vermeiden, wurde überproportional hoher positiver Redispatch marktbasierter Kraftwerke in Nord-/West-DE durchgeführt. • Im Gegenzug erfolgte EE-Absenkung in Nord- und Ost-DE, da kein negatives Redispatchpotenzial konventioneller Kraftwerke in den Regelzonen 50HzT und TTG (Nord) mehr vorhanden war
und			
WEA Absenkung für überregionalen Redispatch	0,6 GW	8,0 GW	
Reservekraftwerke in DE	2,6 GW	3,0 GW	Stillgelegte, ehemalige marktbasierte KW mit Systemrelevanz werden als Reserve-KW geführt
Ermittelter Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial	**6,0 GW**	**7,8 GW**	**Erhöhung um 1,8 GW**

Vergleich $t+2_{BA2014}$ und $t+1_{BA2015}$

Vergleich Eingangsdaten und Marktsimulationsergebnisse

Eingangsdaten:

- Die Prognose für Wind-onshore hat sich für den Zeithorizont 2015/16 um über 2,0 GW erhöht.
- Den Systemanalysen 2014 und 2015 liegen unterschiedliche Wetterjahre zu Grunde (BA2014: 2007, BA2015: 2012).
- EE-Regionalisierung wurde neu nach der Methodik des NEP 2025 vorgenommen.

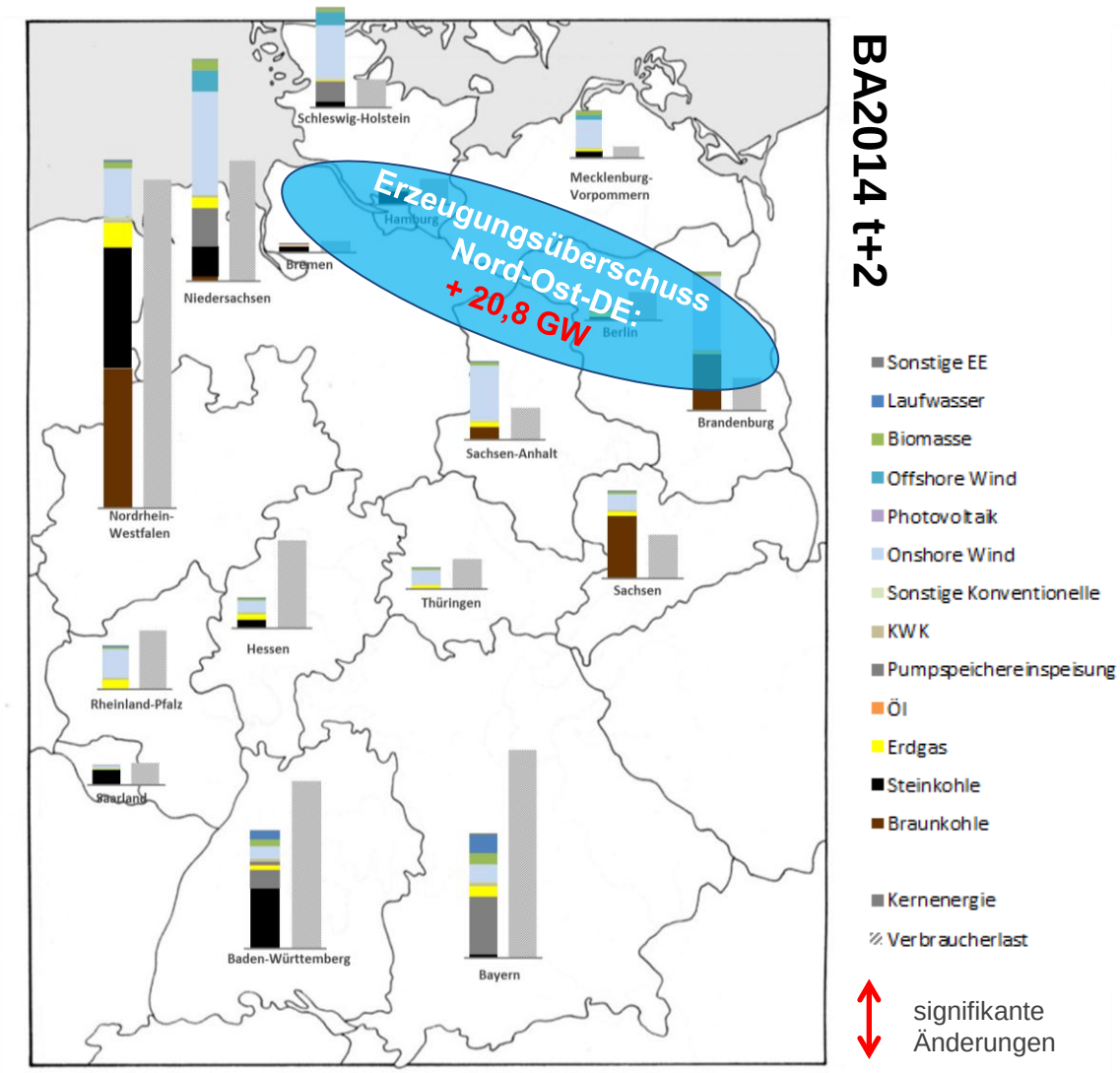
Marktsimulationsergebnisse („Starkwind“):

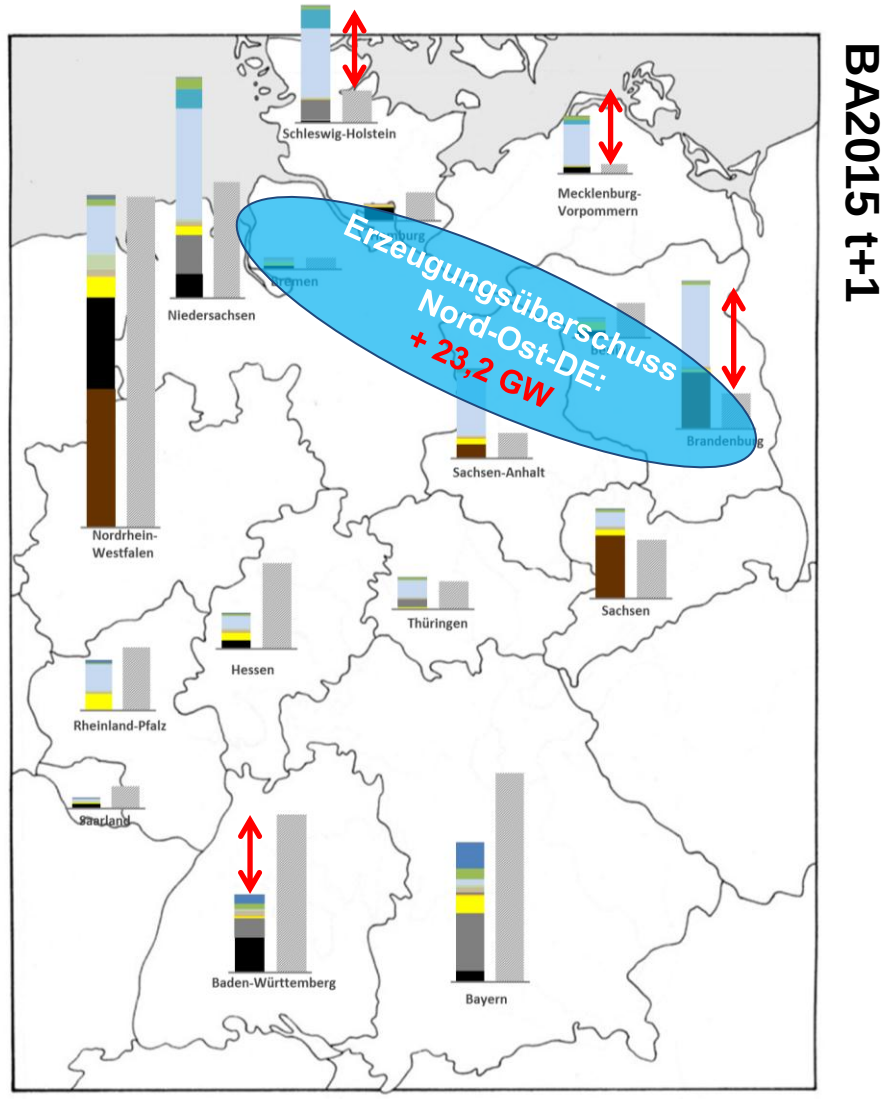
- Die Windeinspeisung steigt in DE um ca. 1,7 GW.
- In Nord-Ost-DE (MV, BB, NI, ST) steigt die Erzeugung (insbesondere Wind-onshore) um ca. 3 GW.
- In Süd-DE (BY, BW) sinkt die Erzeugung um ca. 1,9 GW.
- Der Importbedarf in den südöstlichen Nachbarländern steigt um ca. 3,0 GW.
- Das Handelssaldo DE steigt um 0,8 GW.

FAZIT: Das innerdeutsche Erzeugungsgefälle hat sich im Vergleich zu den Systemanalysen des Vorjahres deutlich verschärft. Der erhöhte Erzeugungsüberschuss in Nord-Ost-DE führt zu einer höheren Transportaufgabe nach Süd-DE und Europa.

Vergleich $t+2_{BA2014}$ und $t+1_{BA2015}$

Vergleich Erzeugungssituation DE „Starkwind“





FAZIT: Der Erzeugungsüberschuss in Nord-Ost-DE steigt (insbesondere auf Grund erhöhter Windeinspeisung) um 2,4 GW an.

Agenda

- Executive Summary
- **Aufgabenstellung und Zielsetzung**
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

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 sorgen 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 Elektrizitätsversorgungs-systems gem. den Vorgaben der Reserve-kraftwerksverordnung (ResKV)
- Systemtechnische Analysen möglicher kritischer Grenzsituationen unter Anwendung einer Kombination aus europäischen Last-, Erzeugungs- und Netzzustandsannahmen
- Diese Annahmen werden für drei Zeithorizonte getroffen:
  - Winter 2015/16 (t+1)
  - Winter 2016/17 (t+2)
  - Winter 2019/20 (t+5)
- Für jeden der drei Zeithorizonte wird der zur Behebung der kritischen Situation notwendige Reservekraftwerksbedarf ermittelt
- Dieser dient im Nachgang als Grundlage zur Deckung des Bedarfs an Netzreserve im In- und Ausland

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- **Vorgehensweise / Methodik BA 2015**
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzsimulation
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

Eine gemeinsame Vorgehensweise für die BA 2015 über alle Zeithorizonte

Gesamtprozess BA 2015

Abstimmung mit BNetzA

Eingangsparameter

- Ermittlung / Bestimmung wesentlicher fundamentaler Eingangsparameter
- Festlegung der Analysemethodiken

Möglicher Wertebereich von relevanten Einflussfaktoren

Parametrierung Grenzsituationen

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

Mögliche kritische Kombination von relevanten Einflussfaktoren

Marktsimulation

- Berechnung von kritischen Erzeugungs-situationen mithilfe eines europäischen Markt-modells
- Validierung intern und mit ausländischen ÜNB

Kraftwerkseinsatz und Handelsbilanzen

Netzanalysen

- Simulation notwendiger Gegenmaßnahmen
  - Einhaltung (n-1)-Kriterium
  - Einhaltung Spannungsprofile
  - Berücksichtigung Exceptional Contingencies (EC)

Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

Wesentliche „Weiterentwicklungen ggü. BA2014“

Zusammenfassung

- EE-Regionalisierung wurde nach der Methodik des NEP 2025 mit Berücksichtigung des EEG 2014 vorgenommen.
- Lastregionalisierung für DE wurde verfeinert und auf eine breitere Datenbasis gestellt (Referenzjahr 2012).
- Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone DE.
- Die Netzverluste der unterlagerten Netzebenen wurden detaillierter und realitätsnäher in den Berechnungen berücksichtigt.
- Korrelationen von meteorologischen und energiewirtschaftlichen Parametern wurden detaillierter abgebildet (z.B. Korrelation von Last und Wind).
- Nicht-Gleichzeitigkeit der europäischen Höchstlasten wurde berücksichtigt
- Berücksichtigung von österreichischen Kraftwerken in Süd-Region bei der detaillierten Betrachtung der Kraftwerksnichtverfügbarkeit
- Vergleichbare Detailtiefe bei der Abbildung des Kraftwerksparks AT und DE
- Datenaktualisierung auf Basis SO&AF 2014, Szenario B
- Die Modellierung des Blindleistungsbedarfs unterlagerter Verteilungsnetze wurde besser an die Grenzsituationen angepasst
- Detailliertere Abbildung der RD-Fähigkeit von Kraftwerken in unterlagerten Netzen

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- **Eingangsparameter**
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

Eingangsparameter BA 2015 - Übersicht

1. Kraftwerkspark (In- und Ausland)
2. Regelleistungsvorhaltung
3. Modellierung der Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken
4. Darstellung Betriebsmodus der Kraftwerke in der Marktsimulation
5. Brennstoffpreise und CO2-Preise
6. Dargebotsabhängige Erzeugung
7. NTC-Werte
8. Verbrauch / Last
9. Netzausbauzustand (Punktmaßnahmen und BA2014-Ergebnismaßnahmen)
10. Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln
11. Berücksichtigung der witterungsabhängigen Stromfähigkeit von Stromkreisen

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark – Methodik In- und Ausland

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Berücksichtigung des Kraftwerksparks im In- und Ausland als Basis für Simulation des Europäischen Strommarktes

Kraftwerkspark DE: Einbezug aller relevanten Parameter, wie z.B. wichtige technische Daten, Angaben zu Standort, (Nicht-)Verfügbarkeit, Betriebsmodi und Betriebszeitraum in Bezug auf die Zeiträume der Systemanalysen

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Nettoengpassleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit BNetzA abgestimmten KW-Liste. Zusätzlich Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen, die den ÜNB vorliegen.

Dabei detaillierte Angaben zu Brennstoffen, CO_2-Emission/Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a.

Die Daten wurden anhand der Erfahrungen der Netzführung plausibilisiert.

Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in Regelzone DE.

Kraftwerkspark Europa: Erzeugungskapazitäten basieren auf den Angaben des aktuellen ENTSO-E SO&AF 2014, Szenario B

Zusätzlich Auswertung der Rückmeldungen einer Abfrage bei den benachbarten ÜNB für alle Zeithorizonte

Recherche und Abstimmung zu den Kraftwerken in angrenzenden Nachbarländern (z.B. NL, BE, FR, PL, CZ)

Neu in BA 2015: Gleiche Detailtiefe der Kraftwerksparks DE und AT,

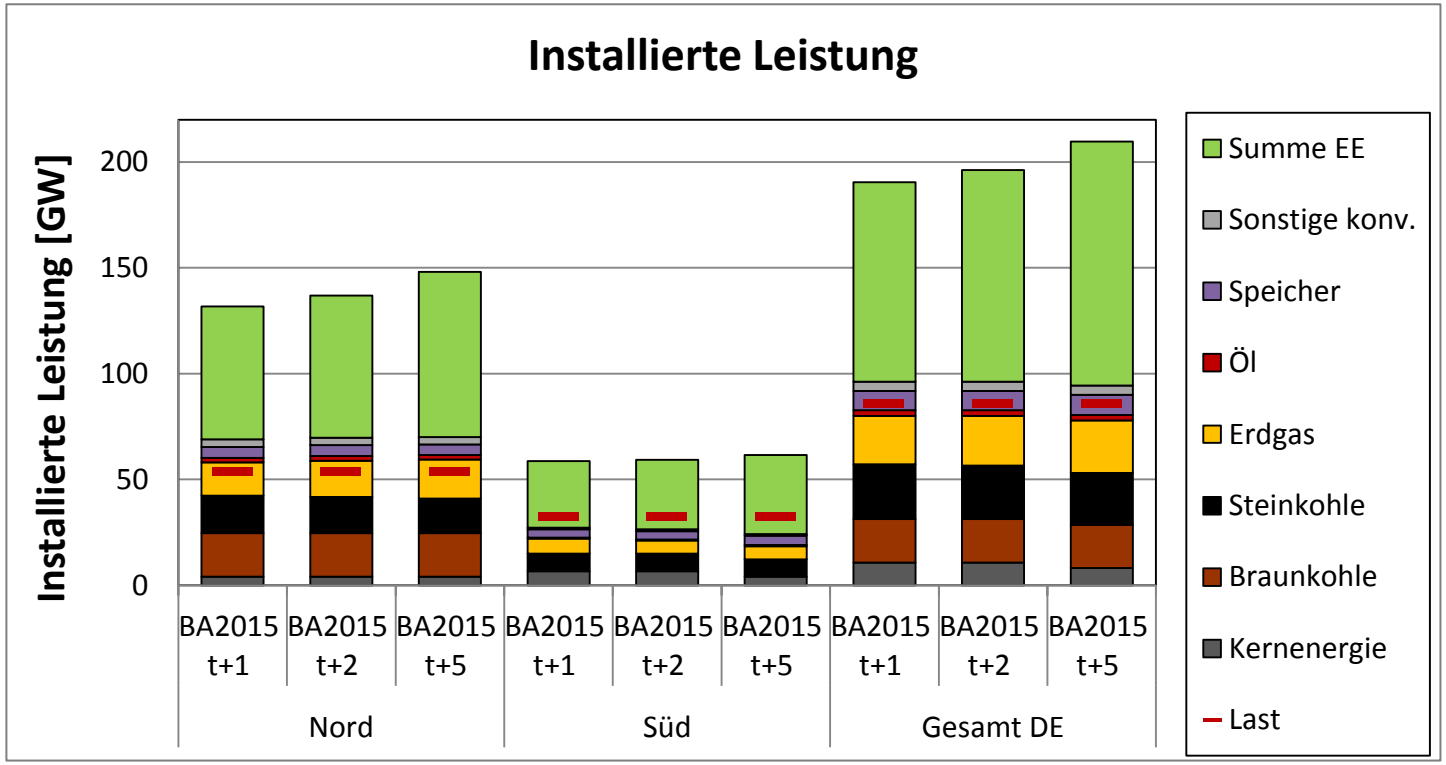
Kraftwerkspark AT wurde in Abstimmung mit APG definiert

Berücksichtigung von österreichischen Kraftwerken bei der Ausweisung der Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten in der Region „Süd“

Details siehe Anhang **B**

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark DE (konventionelle und erneuerbare Erzeugung)



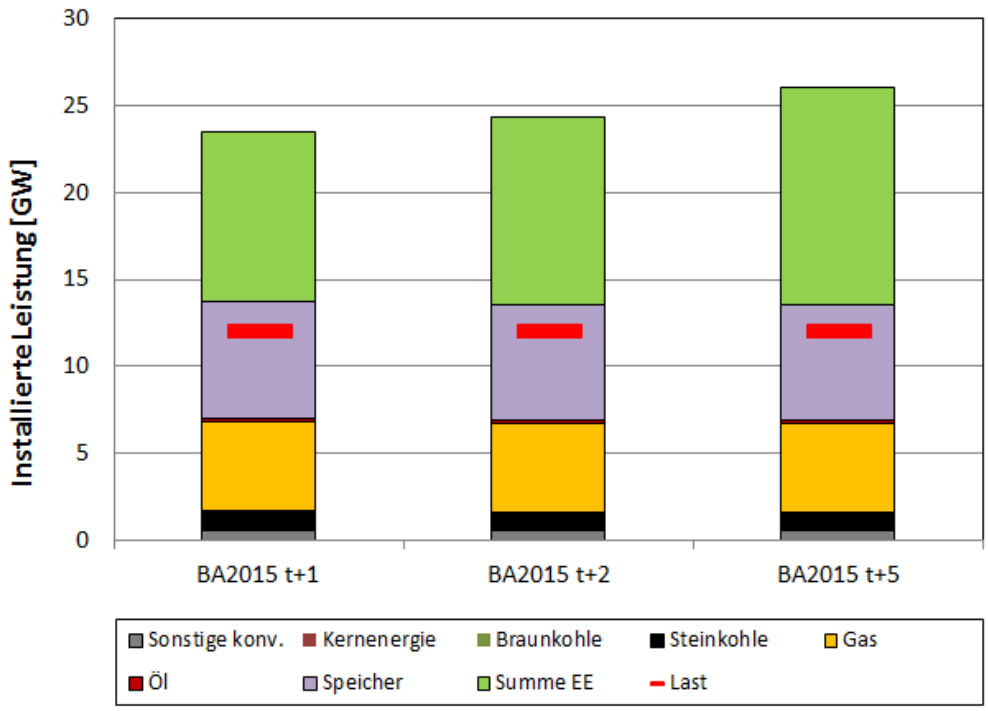
- Die installierten Leistungen für DE je Energieträger und Bundesland sind im Anhang B zusammengestellt.

Details siehe Anhang B

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark AT (konventionelle und erneuerbare Erzeugung)

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11



Eingangsparameter – ResKW

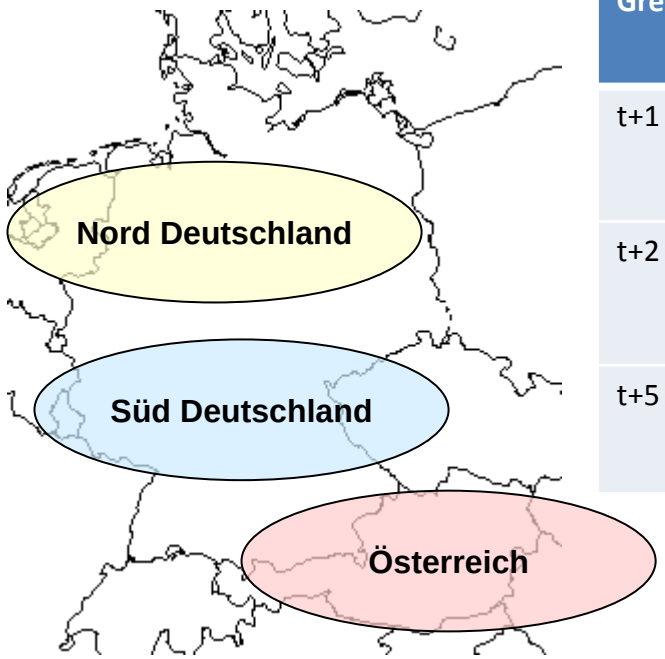
Annahme zu Reservekraftwerken DE t+1, t+2 und t+5

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Reservekraftwerk	Nettoengpass-leistung	t+1	t+2	t+5
Marbach Block 3 DT III	262 MW	X	X	X
Marbach Block 3 GT III	85 MW	X	X	X
Marbach Block 3 GT II	77 MW	X	X	X
Walheim 1	96 MW	X	X	X
Walheim 2	148 MW	X	X	X
Ingolstadt 3	386 MW	X	X	X
Ingolstadt 4	386 MW	X	X	X
Heilbronn 5	125 MW	X	X	X
Heilbronn 6	125 MW	X	X	X
KW Mainz 2	324 MW	X	X	X
Irsching 3	415 MW	X	X	X
Staudinger 4	622 MW	X	X	X
Zusätzlich angenommene Reserveleistung in Süd-DE	823 MW		X	X
Zusätzliche angenommene Reserveleistung in Süd-DE	188 MW			X
Summe		**3051 MW**	**3874 MW**	**4062 MW**

Eingangsparameter

Regelleistungsvorhaltung



Regelleistungs-vorhaltung Grenzsituation		Nord-Deutschland		Süd-Deutschland		Österreich	
		Starkwind	Dunkel-flaute	Starkwind	Dunkel-flaute	Starkwind	Dunkel-flaute
t+1	Hydro:	2457 MW	1376 MW	1743 MW	1297 MW	700 MW	604 MW
	Therm:	0 MW	1206 MW	0 MW	321 MW	0 MW	96 MW
t+2	Hydro:	2457 MW	1376 MW	1743 MW	1297 MW	700 MW	523 MW
	Therm:	0 MW	1233 MW	0 MW	294 MW	0 MW	177 MW
t+5	Hydro:	2457 MW	1376 MW	1743 MW	1297 MW	700 MW	170 MW
	Therm:	0 MW	1248 MW	0 MW	279 MW	0 MW	530 MW

- Die Vorhaltung umfasst in Summe 4200 MW in DE und 700 MW in AT (SRL + MRL)
- Regelleistungsvorhaltung und Verteilung orientieren sich an historischen Daten
- Regelleistungsvorhaltung schränkt verfügbare Kraftwerksleistung in Süd-DE und AT ein

  → insbesondere bei der „Dunkelflaute“ auch Einschränkung der Redispatchfähigkeit thermischer Kraftwerke

Eingangsparameter –

Modellierung der Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken – Methodik

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- Verfügbarkeit von Kraftwerken kann signifikanten Einfluss auf die Kritikalität von Netznutzungssituationen und den Bedarf an Reservekraftwerken haben
- Dies gilt insbesondere, wenn der Bedarf an Reservekraftwerken in Deutschland durch einen hohen Nord-Süd-Lastfluss determiniert wird (Annahme)

→ Auslegungsrelevante Grenzsituationen sollen durch eine höhere Kraftwerksverfügbarkeit im Norden und eine geringere Kraftwerksverfügbarkeit im Süden gekennzeichnet sein, da dies einen potentiell höheren Nord-Süd-Lastfluss zur Folge hat

→ Anwendung einer probabilistischen Auswertung zur Bestimmung von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in den Grenzsituationen

Eingangsdaten	- Kraftwerkstypspezifische Ausfallstatistiken (Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeiten), z.B. EEX - Berücksichtigung von Voll- und Teilausfällen und saisonalen Unterschieden - Kenngrößen zur Häufigkeit spontaner Kraftwerksausfälle*
Probabilistische Auswertung	- Bestimmung Verteilungsfunktion nichtverfügbarer Kraftwerksleistung je Kraftwerksblock - Bestimmung Verteilungsfunktion nichtverfügbarer Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd) - Quantilauswertung, um anzunehmende nichtverfügbare Kraftwerksleistung je Region zu ermitteln
Allokation auf Kraftwerke	- Erfahrungsbasierte Allokation nichtverfügbarer Kraftwerksleistung auf Kraftwerkstypen - Berücksichtigung langfristiger Revisionsplanungen, v.a. in t+1 - Je Region konkrete Aufteilung auf Kraftwerksblöcke

* Abzug nötig, da Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, die statistisch durch Regelleistung ausgeglichen werden und in den (n-1)-Netzberechnungen berücksichtigt sind, kein Teil der probabilistischen Auswertung sein sollen

Eingangsparameter –

Modellierung der Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken – Methodik

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- Ergebnisse der probabilistischen Quantilauswertung (angenommene nichtverfügbare Kraftwerksleistung in MW):

	T+1	T+2	T+5
AT	2100*	2100*	2036*
Süd-DE	3312*	3357*	3330*
Nord-DE	4208**	4806**	4864**

Zur Erläuterung:
* mit 5%-Wahrscheinlichkeit ist die nichtverfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland bzw. Österreich größer als dieser Wert
** mit 5%-Wahrscheinlichkeit ist die nichtverfügbare Kraftwerksleistung in Norddeutschland kleiner als dieser Wert

- Konkrete Aufteilung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung auf Blöcke der einzelnen Regionen (vgl. Anhang B)
- Diese Kraftwerksblöcke werden in den Marktsimulationen zu den **Grenzsituationen** jeweils nicht berücksichtigt

- Marktsimulationen zu den Jahresläufen t+5:
  - Ausfallziehung zur Bestimmung blockscharfer Verfügbarkeitszeitreihen
  - Berücksichtigung von Kennzahlen zu geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten
  - Berücksichtigung kraftwerkstypspezifischer und saisonaler Unterschiede

Details siehe Anhang B

Eingangsparameter – Betriebsmodus Kraftwerke

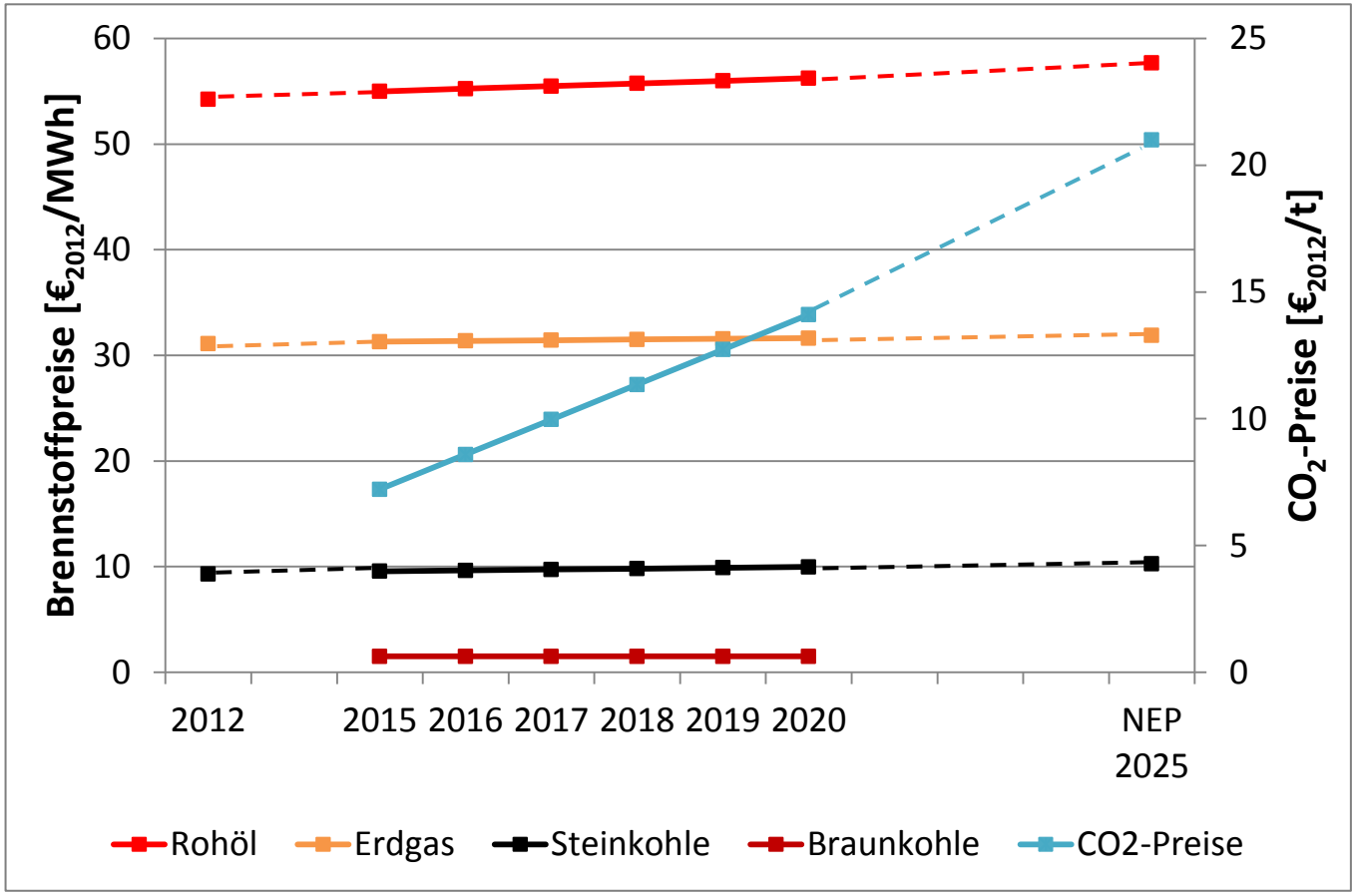
Darstellung Betriebsmodus der Kraftwerke in der Marktsimulation

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- Bei der Bestimmung von Kraftwerkseinspeisungen in den Marktsimulationen sind zusätzliche Versorgungsaufgaben der Kraftwerke (z.B. Wärmeauskopplung, industrielle Prozesse) zu berücksichtigen
- Jedem Kraftwerksblock wird einer der folgenden Betriebsmodi zugewiesen:
  - Kraftwerke, die nach einem temperaturabhängigen (KWK) Must-Run-Profil gefahren werden
  - Kraftwerke, die aufgrund bestimmter Restriktionen mit einer temperaturunabhängigen Mindestleistung laufen und darüber hinaus marktgetrieben eingesetzt werden
  - Kraftwerke, die ohne jegliche Must-Run-Bedingung rein marktgetrieben eingesetzt werden

Eingangsparameter – Kostenkomponenten

Brennstoffpreise und CO2-Preise



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2012 und den prognostizierten Preisen für das Jahr 2020 im Szenario „New Policy“ des **World Energy Outlook 2013** (analog zu NEP2015)
- Konstant bleibende Braunkohle-Preise
- Ableitung der CO_2-Preise anhand der **Interpolation** zwischen dem **Spotmarktpreis** in 2014 und dem Zielwert im **NEP2025**

	Rohöl [€2012/MWh]	Erdgas [€2012/MWh]	Steinkohle [€2012/MWh]	Braunkohle [€2012/MWh]	CO2-Preise [€2012/t]
t+1	55	31,3	9,6	1,5	7,2
t+2	55	31,4	9,6	1,5	8,6
t+5	56	31,6	9,9	1,5	12,7

Eingangsparameter – Erneuerbare Energien

Dargebotsabhängige Erzeugung

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- **Basis Mantelzahlen EE:** EEG-Mittelfristprognose 2014, Trendszenario
- **Regionalisierung** gemäß Methodik im NEP2025
- **Bestimmung der Regionalisierung der maximal auftretenden Wind-Onshore-Einspeisung**
  - Nutzung eines netzknotenscharfen EE-Einspeisemodells mit Kalibrierung anhand regionaler Messwerte und der EEG-Anlagenstammdaten der ÜNB
  - Auslegungsrelevanter Fall: Stärkste WEA-Einspeisung der letzten vier Jahre, mit Berücksichtigung detaillierter regionalisierter WEA-Zubauten bis zu Referenzzeitpunkten (führt zu leichter Verschiebung der Gleichzeitigkeit gegenüber pauschaler Skalierung)
  - Nutzung des gleichen Modellansatzes für alle Zeithorizonte
- **Schätzung der maximal auftretenden Onshore-WEA-Einspeisung in t+1/t+2 und t+5:**

	t+1	t+2	t+5
$WEA_{inst.}$	40,1	42,9	49,8
$WEA_{ist\ max}$	34,1	36,4	42,2
$WEA_{ist\ max}$ / $WEA_{inst.}$ [%]	85,0%	84,8%	84,7%

Details siehe Anhang C

Eingangsparameter – Engpassbewirtschaftung

Berücksichtigung Flow-Based Market Coupling (FB MC)

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- Die Engpassbewirtschaftung hat einen wesentlichen Einfluss auf das Marktgeschehen und ist daher in der Marktsimulation zu berücksichtigen
- Modellierung der Engpassbewirtschaftung erfolgt in der Marktsimulation bislang über aktuell gültige, situationsabhängige NTC-Werte (Adaption der NTC-Werte bei relevanten Netzausbauten)
- Einführung Flow-Based Market Coupling für die Day Ahead Vermarktung in Central West Europe (CWE) geplant für Mai 2015
  - Grundlage des FB-Verfahrens sind die jeweils zwei Tage vorher erstellten Lastflussprognosen auf deren Basis mit Hilfe von PTDF-Matrizen die Durchführbarkeit von Handelsgeschäften für jede Stunde geprüft wird

➢ Wie ist der Einfluss des FB-Market Couplings auf die Handelsgeschäfte in den Grenzsituationen Starkwind und Dunkelflaute?

- ➢ Im Normalfall limitiert das lastflussbasierte FB-Verfahren die Handelsgeschäfte für kritische Lastflusssituationen
- ➢ Die Analysen des Parallel Runs zeigen, dass aufgrund Prognose- und Modellunsicherheiten – trotz einer Minimierung dieses Risikos durch Verwendung von Sicherheitsmargen - es nicht auszuschließen ist, dass in den kritischen Grenzsituationen, in Einzelfällen mehr Kapazität an den Markt gegeben wird
- ➢ FB Market Coupling kann somit auch die in den BA betrachteten Grenzsituationen signifikant beeinflussen

Eingangsparameter – Engpassbewirtschaftung

Modellierung in BA2015

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Möglichkeiten zur Berücksichtigung des FB Market Couplings in BA2015:

1. Berücksichtigung der Prognose- und Modellierungsunsicherheiten mit Hilfe einer Worst-Case Abschätzung
   - Eine Erhöhung des Reservekraftwerkbedarfs wäre die Folge
   - Wg. geringer Eintrittswahrscheinlichkeit keine sinnvolle Lösung
2. Limitierung des FB-MC bei Aktivierung der Reservekraftwerke
   - Aufgrund der Einschränkung des Handelsaustausches bei Einsatz der Reservekraftwerke ➔ keine Erhöhung des Reservebedarfes aufgrund von FB Market Coupling
   - Implementierung im operativen FB-Prozess erforderlich

Daher für BA gewählter Ansatz: Limitierung des FB MC bei Aktivierung der Reservekraftwerke

- Die Ausweisung des Reservekraftwerkbedarfes erfolgt auf Basis der aktuell gültigen, situationsabhängigen NTC-Werte.
- Im Idealfall wird der Markt in kritischen Situationen bereits durch das FB-Verfahren ausreichend limitiert. Aufgrund der Prognose- und Modellunsicherheiten kann dies aber nicht immer gewährleistet werden. Die vorgeschlagene Option garantiert dagegen, dass in kritischen Netzsituationen maximal der Lösungsraum ausgewiesen wird, der durch den ausgewiesenen Reservebedarf beherrscht werden kann.
- In kritischen Netzsituationen wird die Anforderung von Reservekraftwerken verbunden mit einer Einschränkung des FB-Lösungsraums. Die FB Domäne wäre dann bei Anforderung der Reservekraftwerke auf vergleichbare Werte des aktuellen NTC-Verfahrens zu reduzieren

➢ **Die bisherige Berechnungsmethodik der Systemanalysen (Verwendung von NTC-Werten) ist auch nach Einführung des FB-Market Coupling weiterhin sachgerecht.**

Details zu NTC-Werten siehe Anhang D

Eingangsparameter – Lastmodellierung

Verbrauch / Last – Methodik

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- Referenzjahr: 2012
- Stündliche Endverbraucherlast (EVL) in Deutschland je Regelzone sowie Skalierung auf abgestimmte Stromnachfrage (551,7 TWh) und Spitzenlast exkl. Höchstspannungsverluste (86 GW)
- Knotenscharfe Verteilung der Last in Deutschland in Anlehnung an Lastreferenzzeitpunkt in 2012
- Last im Ausland mit den ausl. TSOs abgestimmt (in Anlehnung SOAF 2014 Szenario B)

Details siehe Anhang D

Umfang Netzmodell

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

- **HöS-Netztopologie für den Winter 2015/16 (t+1), Winter 2016/17 (t+2) und Winter 2019/20 (t+5) unter Berücksichtigung von Nachbar-Übertragungsnetzen und unterlagerten 110-kV-Verteilnetzen**

- **In Anlehnung an das EnLAG- und BBPlG-Monitoring (Quartal III 2014) wurde ein konservativ abgeschätzter Netzausbauzustand (verzögerter Netzausbau) angenommen**

- **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 NEP2014

- **Österreich**
  - Detailtiefe vergleichbar mit Deutschland
  - Verwendung abgestimmter Eingangsparameter (Kraftwerksliste)

- **Übriges Ausland**
  - Überwiegend knotenscharfe Abbildung benachbarter Übertragungsnetze
  - Blockscharfe Abbildung größerer konventioneller Kraftwerke insbesondere in den deutschen Nachbar-Übertragungsnetzen

Details siehe Anhang E

Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln – Methodik/ Methodik

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Motivation

- Aufgrund genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen werden zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter Verwendung bestehender Trassen realisiert. Dies gilt ebenso vermehrt im Anlagenneubau.
- Dieses Vorgehen führt zu 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 zusätzlich limitiert.
- Tendenziell kann dies zu einer Erhöhung des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotenzial führen

Methodik für Zeithorizont t+1 (Winter 15/16)

- Berücksichtigung der Jahresfreischaltplanung
- Geplante Freischaltungen zum Referenztag, welche nicht innerhalb 48h absagbar sind, sind im Netzmodell hinterlegt

Methodik für Zeithorizonte t+2/5 (Winter 16/17 bzw. 19/20)

Im Rahmen von Konzept- und Umsetzungsplanung sind (eingeschränkte) Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln vorgesehen.

Neben diesen Nichtverfügbarkeiten sind zudem Sonderschaltzustände einzurichten.

Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmittel und Sonderschaltzustände werden in den Netzmodellen berücksichtigt,

- wenn sich der Umbauzustand über mehrere Monaten erstreckt,
- oder der Umbauzustand über einen wesentlichen Zeitraum während der Herbst/Winter-Monate erhalten bleibt.

Details siehe Anhang F

Berücksichtigung der witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit von Freileitungen– Methodik

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Die deutschen ÜNB unterscheiden in den Systemanalysen 2015 bei der Stromtragfähigkeit von Freileitungen grundsätzlich nach Sommer- und Winterwerten.

- Die Winterwerte werden in den Monaten November, Dezember, Januar und Februar verwendet. Für den Rest des Jahres gilt der Sommerwert.
- Für jeden Zeithorizont wird nach individueller Prüfung der Betriebsmittel festgelegt, auf welchen 380/220-kV-Stromkreisen in den o.g. Wintermonaten eine höhere Stromtragfähigkeit zugelassen wird.

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- **Identifikation von Grenzsituationen**
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

Ermittlung von kritischen Grenzsituationen

Parametrierung synth. Zeiträume – Methodik (I)

Grenzsituationen wurden auf Basis historischer Daten parametriert und bilden zu erwartende kritische Netzzustände realistisch ab, stellen aber nicht notwendigerweise den worst case dar

Engpassanalyse

- Für (t+1) erfahrungsbasiert
- Für (t+2) und (t+5) erfahrungsbasiert auf (t+1)
- Für (t+5) zudem zusätzliche Analysen auf Basis eines Jahreslaufs

Relevante Engpässe

Ableitung der Grenzsituationen

- Ableitung von hinsichtlich der relevanten Engpässe als kritisch identifizierten Fundamentaldaten für (t+1)
- Plausibilisierung der Fundamentaldaten für (t+2) und (t+5)

Eingangsdaten für Marktsimulationen aller Zeithorizonte

50hertz amprion TenneT TRANSNET BW

Ermittlung von kritischen Grenzsituationen

Parametrierung synth. Zeiträume – Methodik (II)

- **Ziel: Identifizierung von Engpässen, die Bedarf an Netzreservekraftwerken determinieren**

- **Vorüberlegung hinsichtlich potentiell kritischer Situationen**
  - Relevant sind Situationen, in denen das Redispatchpotential aus sonst marktbasiert eingesetzten Kraftwerken nicht ausreicht, um die Systemsicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten
  - Kraftwerkspark in Deutschland weist regionale Asymmetrien auf
    - Erzeugungsüberschuss in 50Hertz-Regelzone
    - Erzeugungsüberschuss in NRW
    - Bzgl. Lastdeckung vergleichsweise geringe inst. Erzeugungsleistung in Süd-DE

  ➔ Erzeugungsüberschuss in Nord-DE und Erzeugungsdefizit in Süd-DE

  ➔ Insbesondere in Süd-DE ist ein Ausschöpfen des marktbasierten Redispatchpotentials zu erwarten

- **Für Systemanalysen sind Netzengpässe relevant, die durch einen hohen Nord→Süd-Lastfluss hervorgerufen werden**

- **Für (t+1) und (t+2):**
  - Betriebserfahrung in Kombination mit vergangenen Systemanalysen zeigen *relevante Engpässe* im Bereich
    - NRW→Süd-DE (z.B. Mittelrheintrasse)
    - Mitteldeutsche Leitungen (z.B. Mecklar-Dipperz)
    - Remptendorf-Redwitz
    - Max. zulässiger Lastfluss DE→PL bzw. 50HzT→CZ

- **Für (t+5):**
  - Im Gegensatz zu (t+1) und (t+2) sind für (t+5) nur sehr eingeschränkt belastbare Aussagen auf Basis der Betriebserfahrung möglich.
  - Daher wird neben der Analyse der bereits bekannten Grenzsituationen zusätzlich eine Engpassanalyse auf Basis eines Jahreslaufs durchgeführt.
  - Eine Engpassanalyse auf Basis eines Jahreslaufes wurde durchgeführt. Dabei wurde keine zusätzliche reservebedarfsdimensionierende Grenzsituation identifiziert.

Ableitung der Grenzsituationen

„Starkwind“

- **Definition einer Kombinationen von Fundamentaldaten, die auslegungsrelevant hohe Auslastung *relevanter Engpässe* erwarten lassen**
- **Sehr hohe WEA-Erzeugung führt zu erheblichem Erzeugungsüberschuss in DE, insbesondere Nord-DE**
- **Erfahrungsgemäß hohe Auslastung aller Leitungen Nord-DE→Süd-DE**
  - Insbesondere auch Lastfluss DE→PL bzw. 50Hertz→CZ determinierend durch hohen Erzeugungsüberschuss in 50Hertz-Regelzone
- **Variationsüberlegungen (Ausgangspunkt: Maximale Last, Maximaler Wind, kein PV)**

Faktor	Variation	Wirkung	→ Parametrierung für „Starkwind“
Last	Verringerung ↘	Weniger Erzeugungsdefizit im Süden →mehr freies Redispatchpotential	**Höchstlast** in DE lässt kritischste Parametrierung erwarten
Wind	Verringerung ↘	Weniger Erzeugungsüberschuss in Nord-DE/weniger Export von DE → insbesondere Entlastung Engpass DE→PL	**Maximaler Wind** lässt kritischste Parametrierung erwarten
PV	Erhöhung ↗	Weniger Leistungsdefizit in Süd-DE	**Kein PV** lässt kritischste Parametrierung erwarten
KW-NV	Höhe; Auswahl KW	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Viel im Süden / Wenig im Norden

Ableitung der Grenzsituationen

„Dunkelflaute“

- **Europaweit hohe Last aufgrund einer Kältewelle**
- **Erzeugungsüberschuss in Nord-DE und Erzeugungsdefizit in Süd-DE führt zu hohem Nord→Süd-Lastfluss**
  - Insbesondere auch in FR Erzeugungsdefizit bei Höchstlast
- **Erfahrungsgemäß Netzbereich NRW→Süd-DE hoch ausgelastet**
- **Variationsüberlegungen (Ausgangspunkt: Maximale Last, kein Wind, kein PV)**

Faktor	**Variation**	**Wirkung**	**→ Parametrierung „Dunkelflaute“**
Last	Verringerung ↘	Weniger Erzeugungsdefizit im Süden →mehr freies Redispatchpotential	**Höchstlast** lässt kritischste Parametrierung erwarten
Wind	Erhöhung ↗	Vergleichmäßigung der Erzeugung in Nord-DE → Weniger Druck auf Leitungen NRW→Süd-DE	**Kein Wind** lässt kritischste Parametrierung erwarten
PV	Erhöhung ↗	Vergleichmäßigung der Erzeugung in DE → Weniger Druck auf Leitungen NRW→Süd-DE	**Kein PV** lässt kritischste Parametrierung erwarten
KW-NV	Höhe; Auswahl KW	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Viel im Süden / Wenig im Norden

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- **Marktsimulation**
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

Marktsimulation - Ergebnisse

Zusammenfassung der Marktsimulationsergebnisse Starkwind

- **In Grenzsituation „Starkwind“:**
  - Hohe Windeinspeisung führt zu verminderter Erzeugung konventioneller Kraftwerke (mit steigender Tendenz)
  - Starkes Gefälle der innerdeutschen Erzeugungssituation
    - Starker Erzeugungsüberschuss in Nord-DE
    - Erzeugungsdefizit in Süd-DE
  - Insgesamt positiver Handelssaldo Deutschlands von mehr als 10 GW
  - Zusätzlicher Transit durch Deutschland auf Grund hoher Importe Deutschlands aus Skandinavien
  - Hohe Exporte Deutschlands nach Kontinentaleuropa
  - Hohe Importe Italiens (über CH und FR)

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

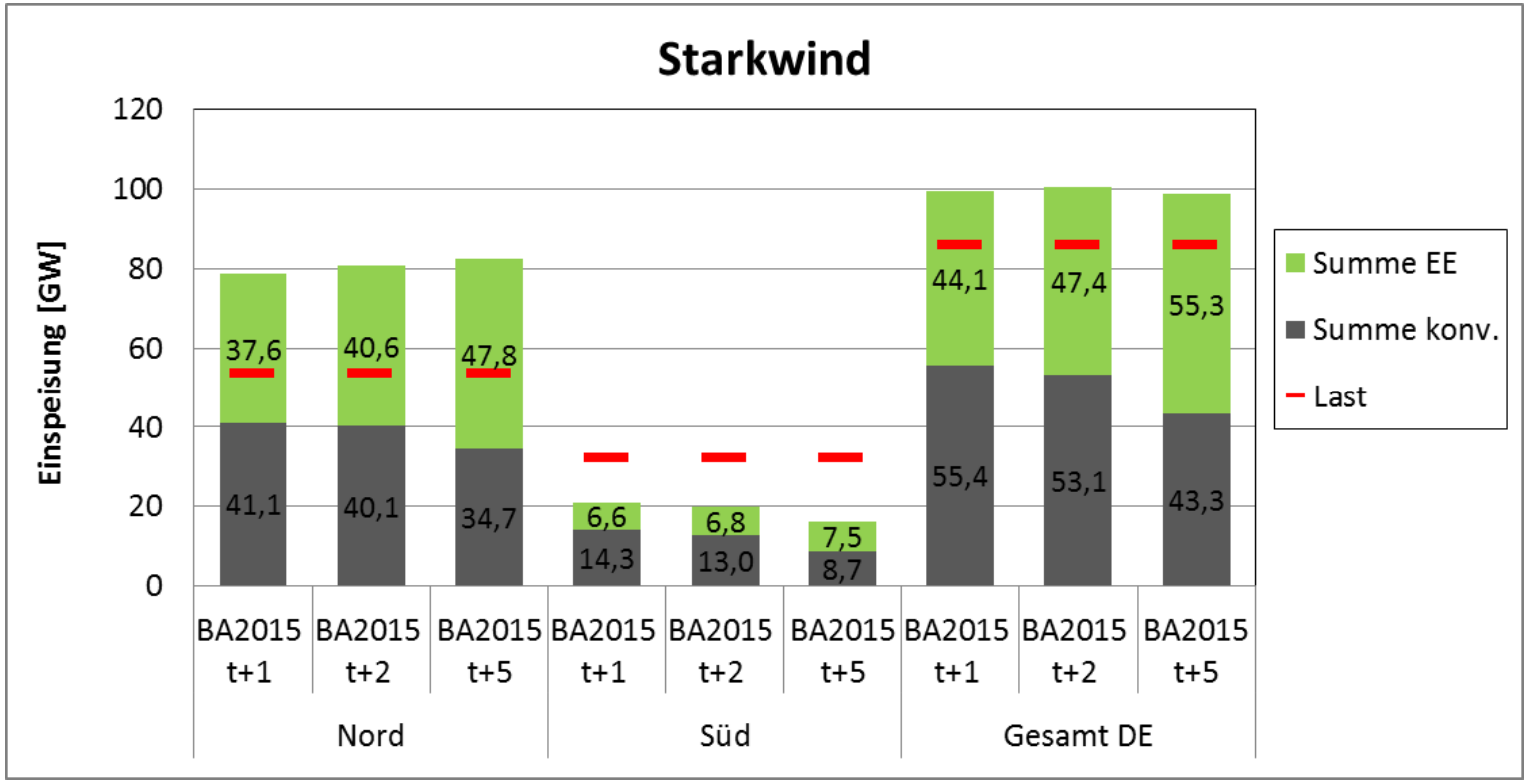
Marktsimulation - Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse „Starkwind“

	(t+1)	(t+2)	(t+5)
Last (exkl. HöS-Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW	86,0 GW
Summe konv. KW in DE	55,4 GW	53,1 GW	43,3 GW
davon Einsatz PSW	0,9 GW (gen.)	0,7 GW (gen.)	1,7 GW (gen.)
Summe EE-Erzeugung	44,1 GW	47,4 GW	55,3 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	34 GW / 3,0 GW	36,4 GW / 3,8 GW	42,2 GW / 5,7 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE-Erzeugung	99,6 GW	100,5 GW	98,7 GW
Handelssaldo	12,1 GW (Export)	12,8 GW (Export)	11,0 GW (Export)
HöS-Netzverluste	1,5 GW	1,7 GW	1,7 GW
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	7,5 GW	8,2 GW	8,2 GW
davon Nord-DE	4,2 GW	4,8 GW	4,9 GW
davon Süd-DE	3,3 GW	3,4 GW	3,3 GW

Marktsimulation - Ergebnisse

Einspeisesituation in Deutschland: „Starkwind“



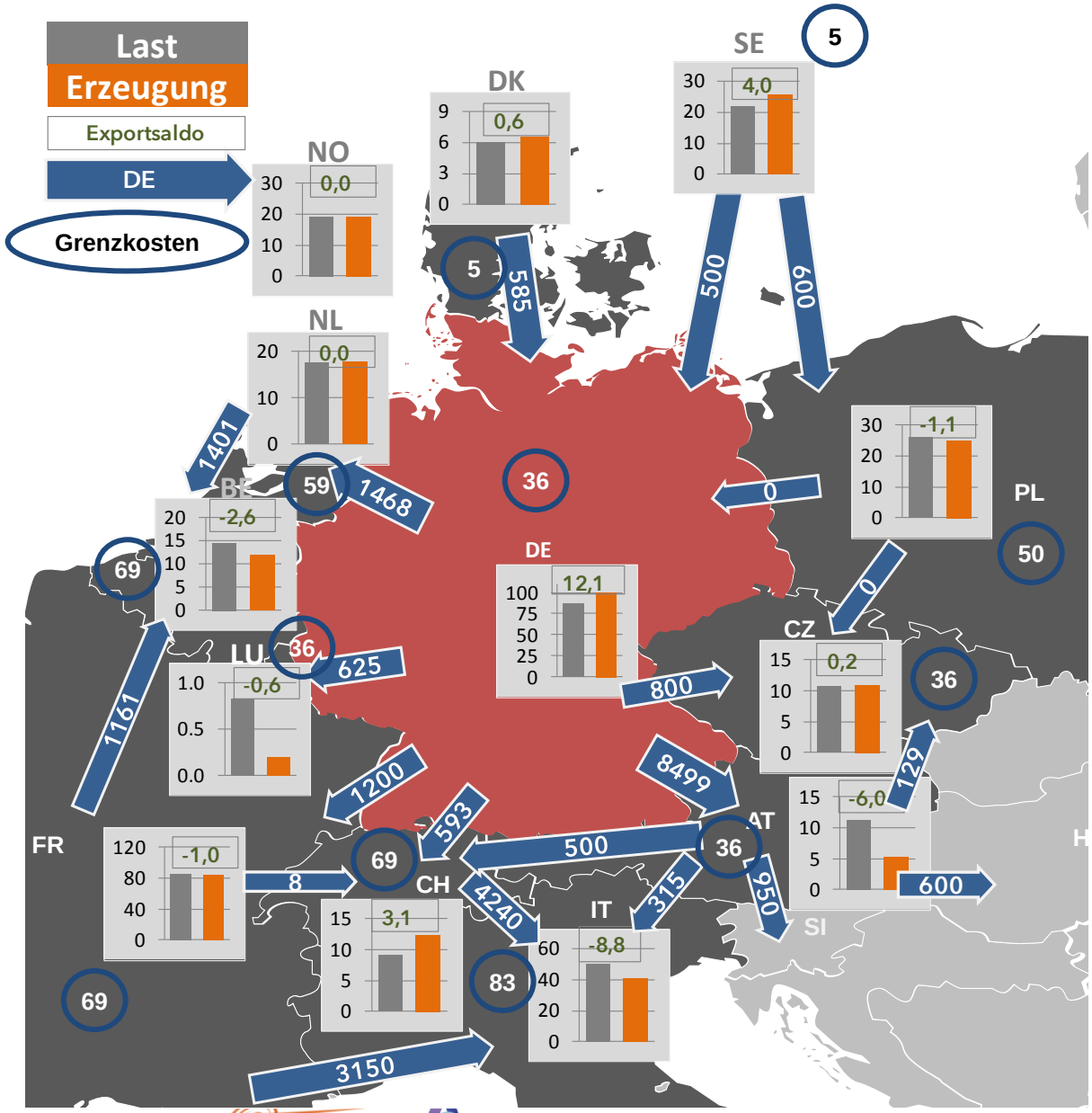
	Nord			Süd			DE gesamt		
	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5
Konv. KW	41,1	40,1	34,7	14,3	13,0	8,7	55,4	53,1	43,3
EE	37,6	40,6	47,8	6,6	6,8	7,5	44,1	47,4	55,3
Gesamt	78,7	80,7	82,5	20,8	19,8	16,1	99,6	100,5	98,7
Last	53,6	53,6	53,6	32,4	32,4	32,4	86,0	86,0	86,0

→ Starker Erzeugungsüberschuss in Nord-DE

→ Erzeugungsdefizit in Süd-DE

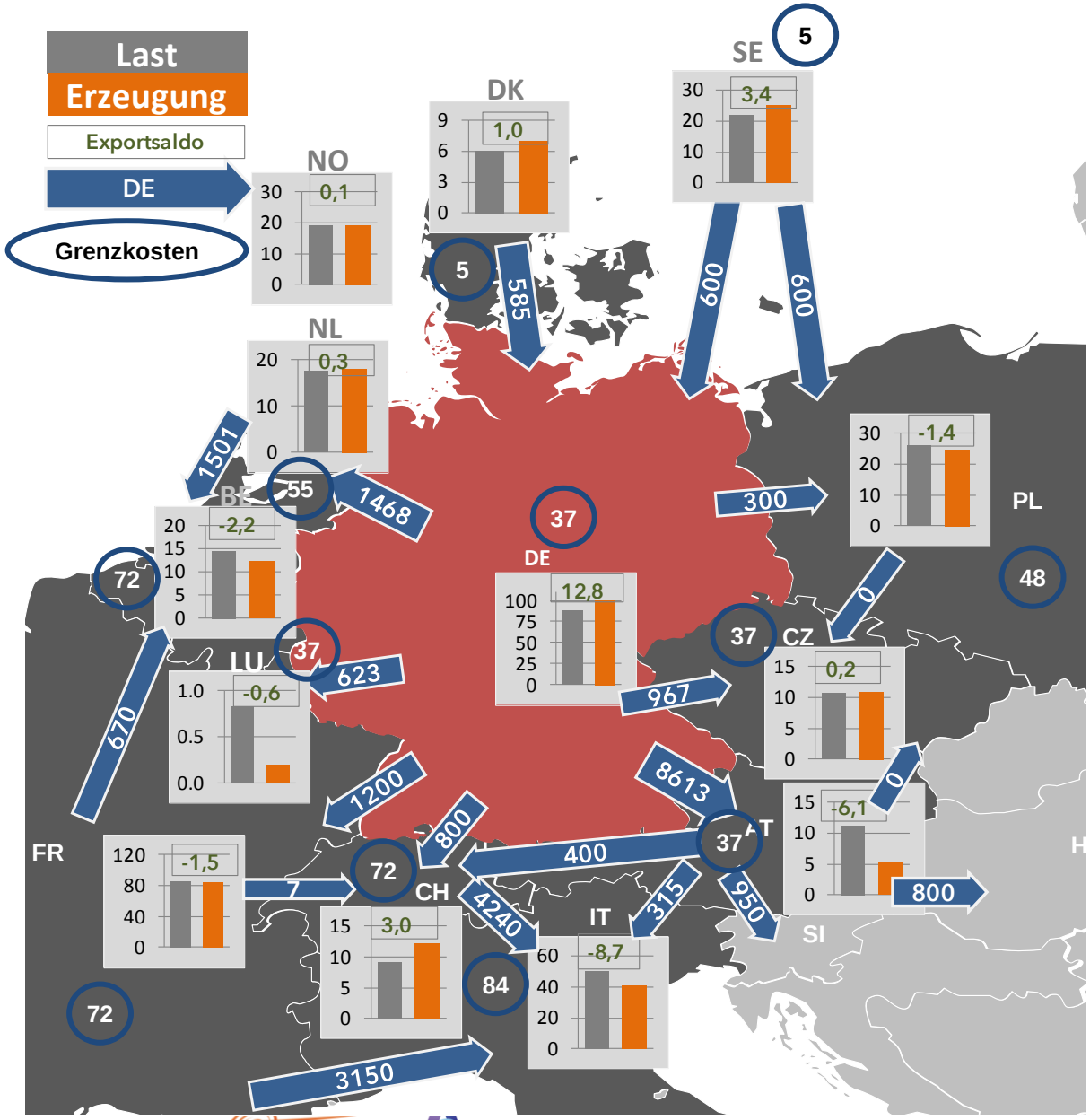
Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+1 Starkwind



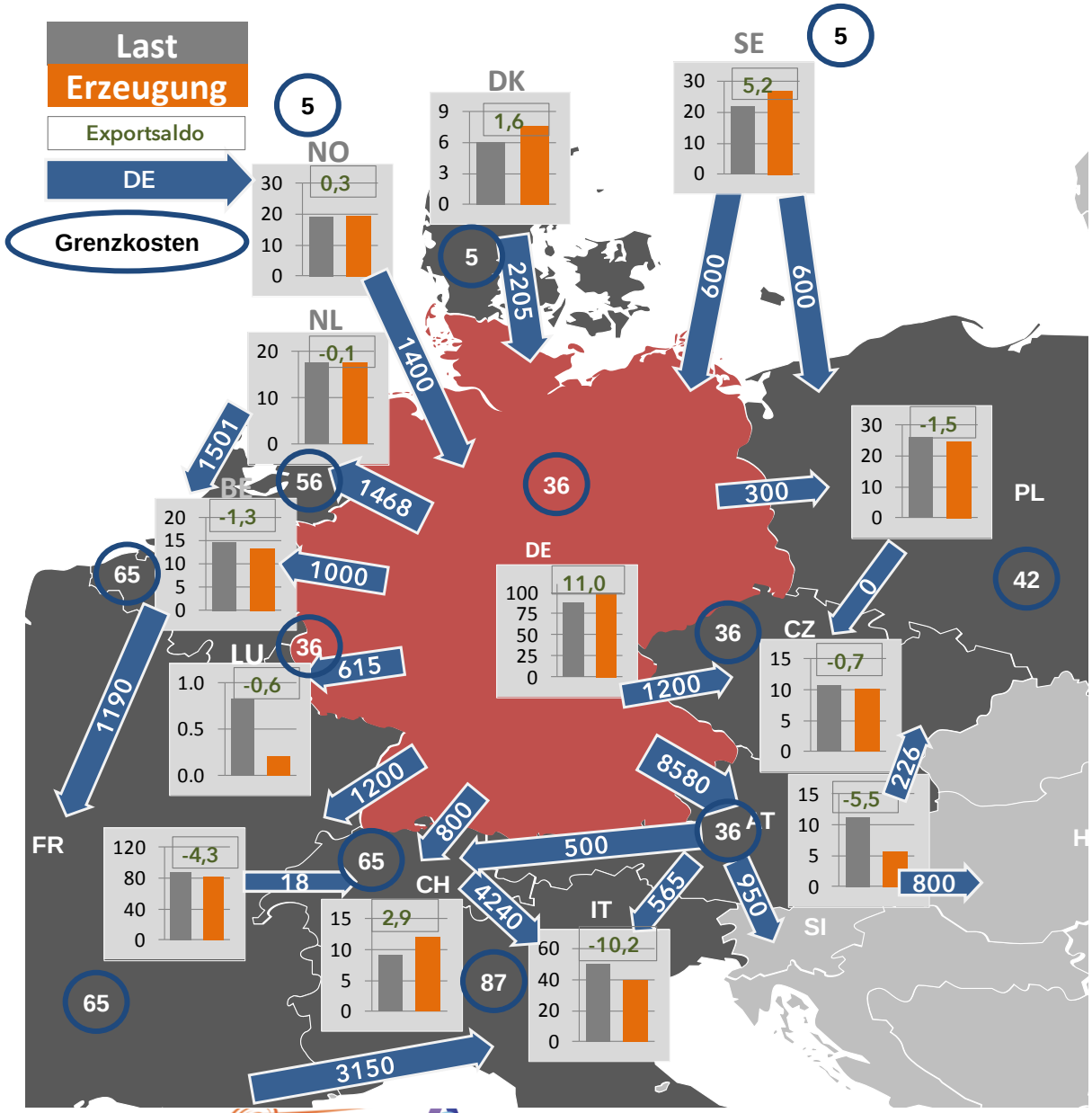
Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+2 Starkwind



Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+5 Starkwind



Marktsimulation - Ergebnisse

Zusammenfassung der Marktsimulationsergebnisse Dunkelflaute

- **In Grenzsituation „Dunkelflaute“:**
  - Starke Auslastung des konventionellen KW-Parks in Deutschland
  - Gefälle der innerdeutschen Erzeugungssituation
    - konv. Erzeugung deckt Last in Nord-DE
    - Erzeugungsdefizit in Süd-DE
  - DE importiert moderat mit steigender Tendenz aus dem Ausland
  - Hoher Import Frankreichs, was sich auch in einem Handelsfluss IT-FR widerspiegelt

FAZIT: Mit dem in Europa zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark ist die Situation in Deutschland erzeugungsseitig beherrschbar, aber angespannt.

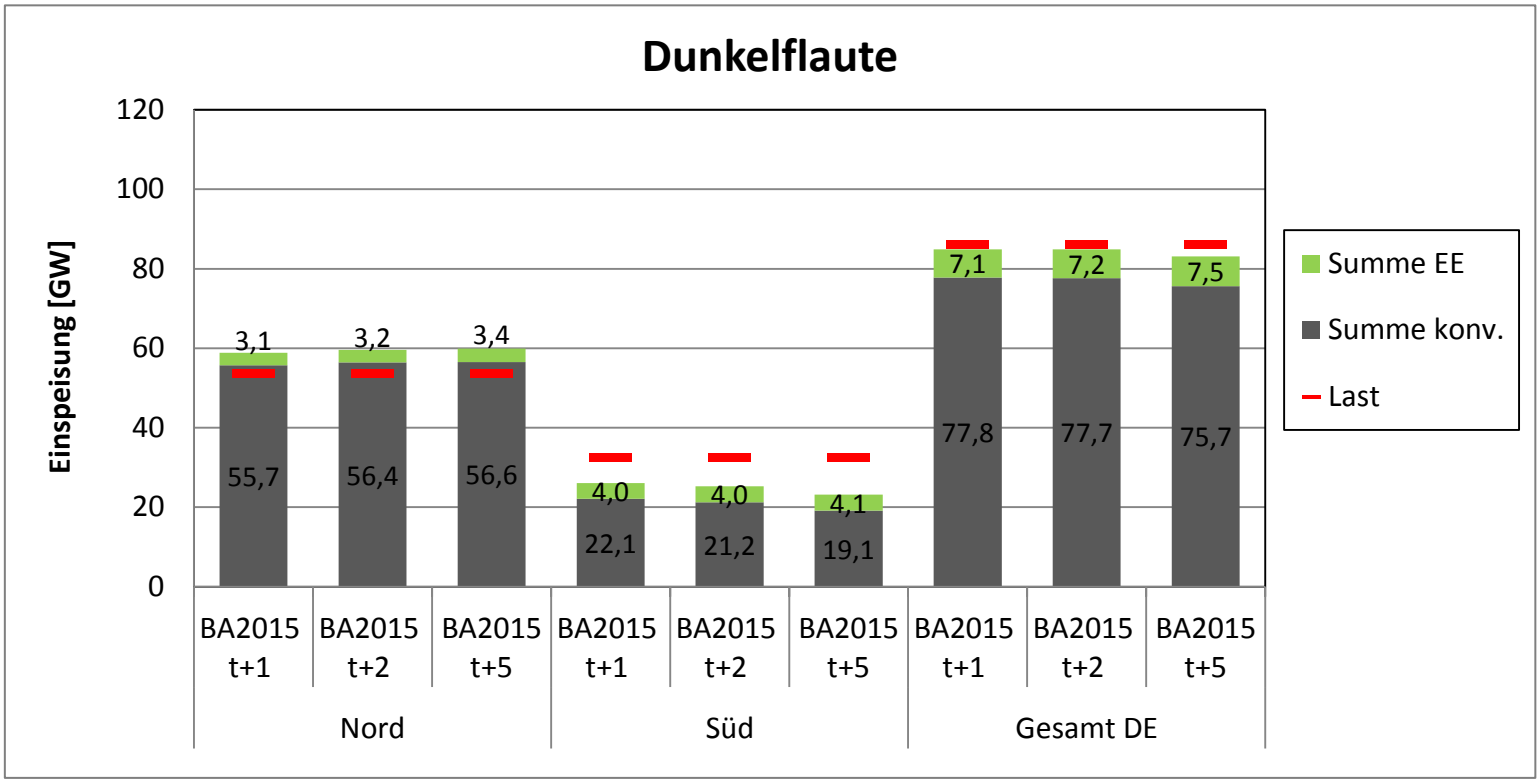
Marktsimulation - Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse „Dunkelflaute“

	(t+1)	(t+2)	(t+5)
Last (exkl. HöS-Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW	86,0 GW
Summe konv. KW in DE	77,8 GW	77,7 GW	75,7 GW
davon Einsatz PSW	5,8 GW (gen.)	5,8 GW (gen.)	6,1 GW (gen.)
Summe EE-Erzeugung	7,1 GW	7,2 GW	7,5 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	0,0 GW / 0,0 GW	0,0 GW / 0,0 GW	0,0 GW / 0,0 GW
Summe konv. Kraftwerke + EEG-Erzeugung	84,9 GW	84,9 GW	83,1 GW
Handelssaldo	-2,1 GW (Import)	- 2,4 GW (Import)	-4,2 GW (Import)
HöS-Netzverluste	1,0 GW	1,3 GW	1,3 GW
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	7,5 GW	8,2 GW	8,2 GW
davon Nord-DE	4,2 GW	4,8 GW	4,9 GW
davon Süd-DE	3,3 GW	3,4 GW	3,3 GW

Marktsimulation - Ergebnisse

Einspeisesituation in Deutschland: „Dunkelflaute“



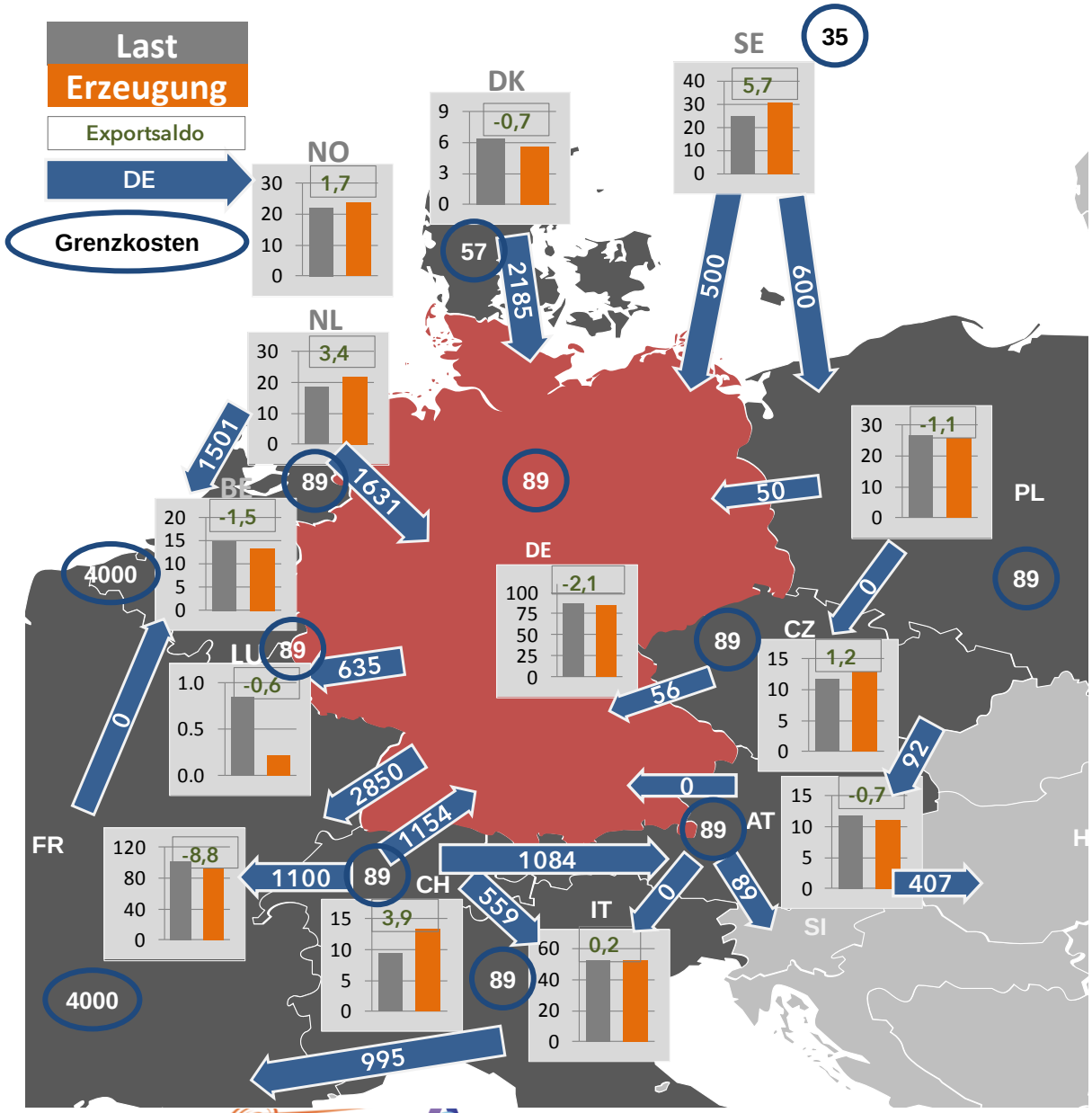
	Nord			Süd			DE gesamt		
	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5
Konv. KW	55,7	56,4	56,6	22,1	21,2	19,1	77,8	77,7	75,7
EE	3,1	3,2	3,4	4,0	4,0	4,1	7,1	7,2	7,5
Gesamt	58,8	59,6	59,9	26,1	25,2	23,2	84,9	84,9	83,1
Last	53,6	53,6	53,6	32,4	32,4	32,4	86,0	86,0	86,0

→ Die konventionelle Erzeugung kann die Last in Nord-DE decken

→ Erzeugungsdefizit in Süd-DE

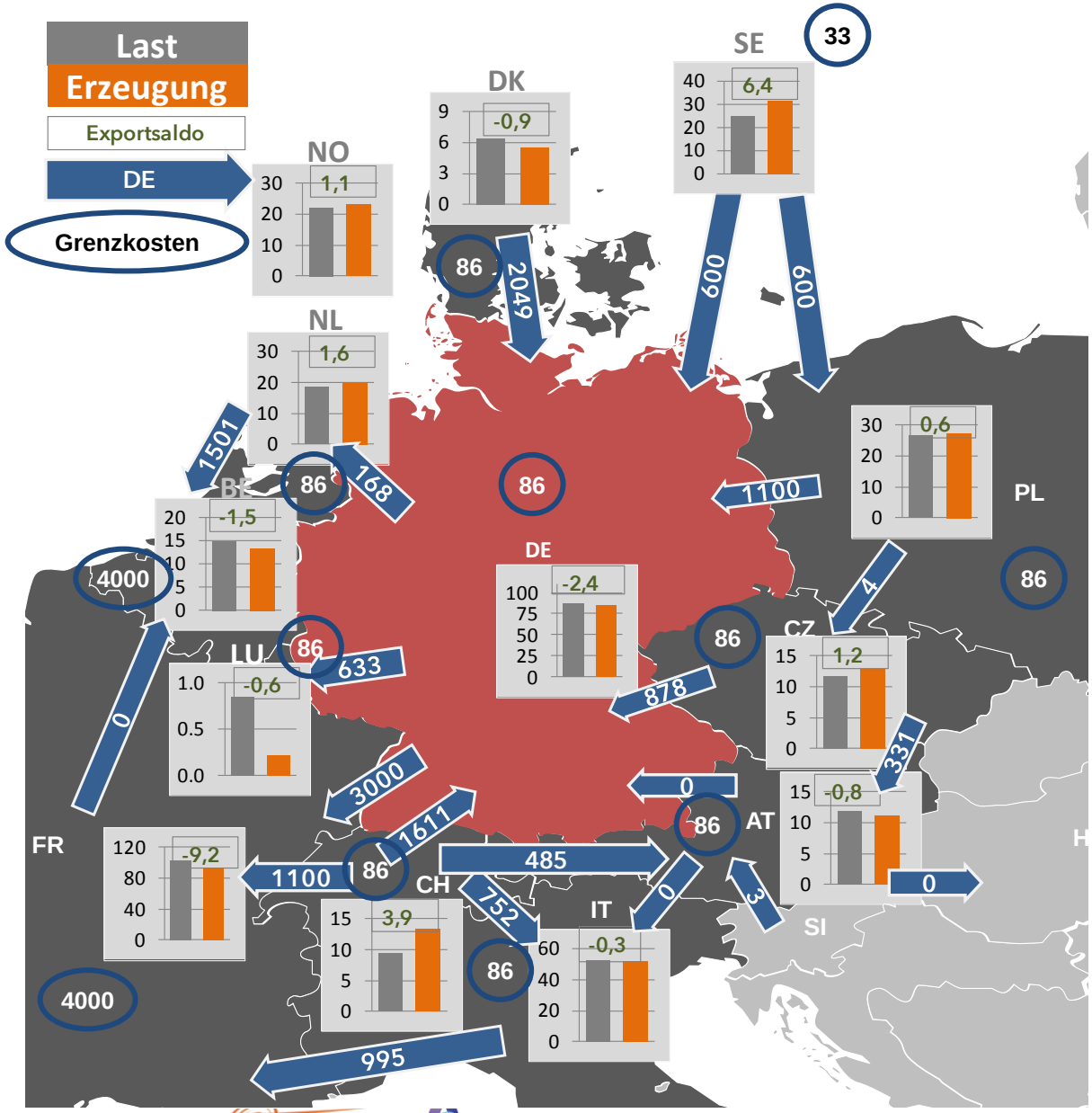
Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+1 Dunkelflaute



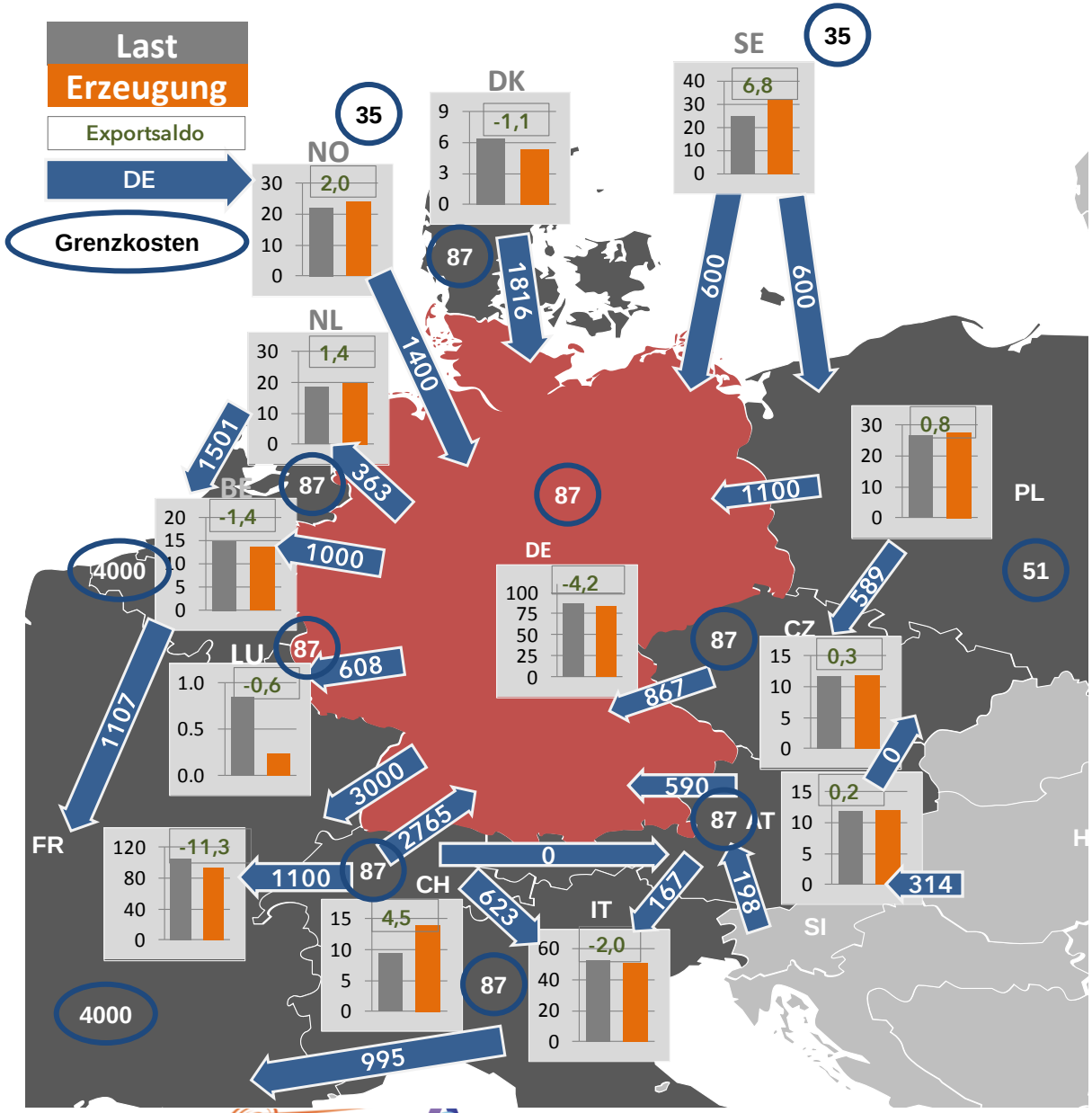
Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+2 Dunkelflaute



Marktsimulation - Ergebnisse

Handelsaustausch: t+5 Dunkelflaute



Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- **Netzanalysen**
- Reservekraftwerksbedarf
- Fazit / Ausblick

Details siehe Anhang

G

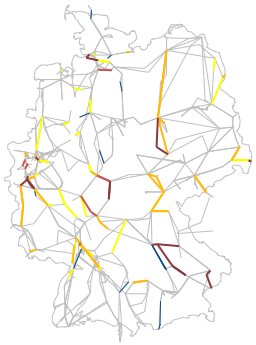
Vorgehensweise

Netzanalyse – Methodik

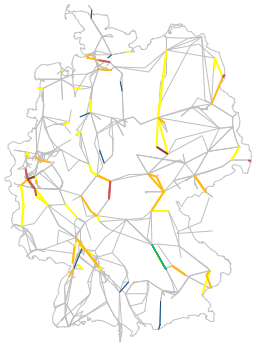
Netzbezogene Maßnahmen → **Redispatch in DE** → **Redispatch im Ausland (Basis: (n-1)-Ausfälle)** → **Redispatch im Ausland (Basis: EC-Analyse)**

- 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

- Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz; auch EE



- Ermittlung des Bedarfs an gesichertem Redispatch-potenzial



- Ermittlung des <u>zusätzlichen</u> Bedarfs an gesichertem Redispatch-potenzial

Ausweisung netzbezogener Maßnahmen

Ausweisung Bedarf an Netzreserve-Kraftwerke in DE

Ausweisung Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

Ausweisung <u>zusätzlicher</u> Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial

Dunkelflaute

Netzanalyse – Übersicht der Ergebnisse (nach Gegenmaßnahmen)

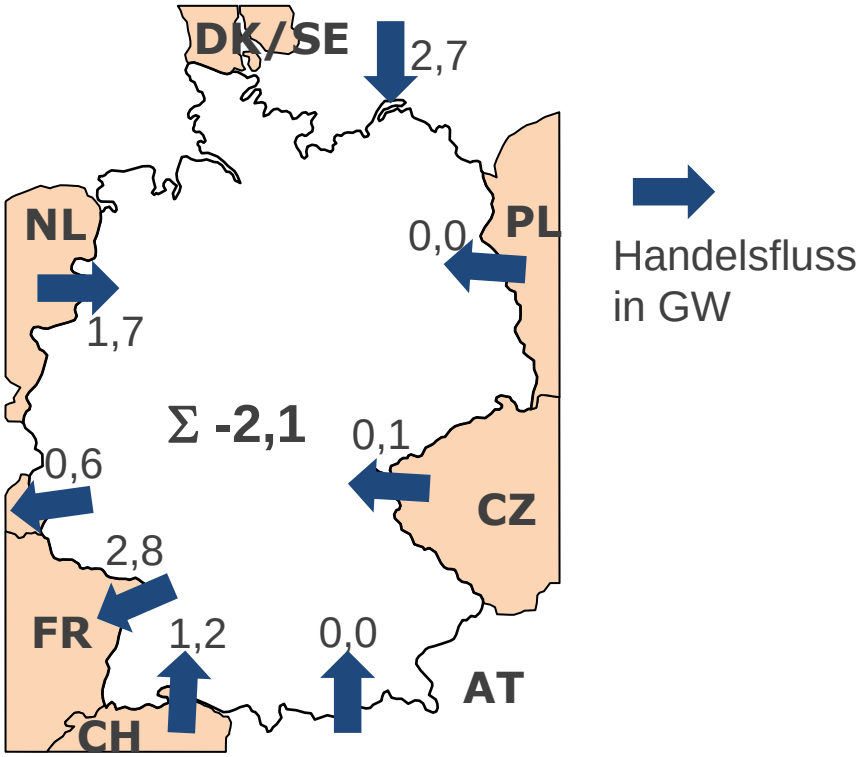
- **Die Analysen der Grenzsituation „Dunkelflaute“ ergeben für alle Betrachtungshorizonte:**
  - Auftretende (n-1)-Befunde können im wesentlichen durch netzbezogene Maßnahmen behoben werden.
  - Redispatch mit marktbasierten Kraftwerken ist nur vereinzelt in sehr geringem Umfang erforderlich.
  - Reservekraftwerke in Deutschland werden nicht benötigt.
  - Gesichertes Redispatchpotenzial im Ausland ist nicht erforderlich.

➔ Die untersuchten Grenzsituationen der Dunkelflaute zeigen keinen Bedarf an Netzreserve auf.

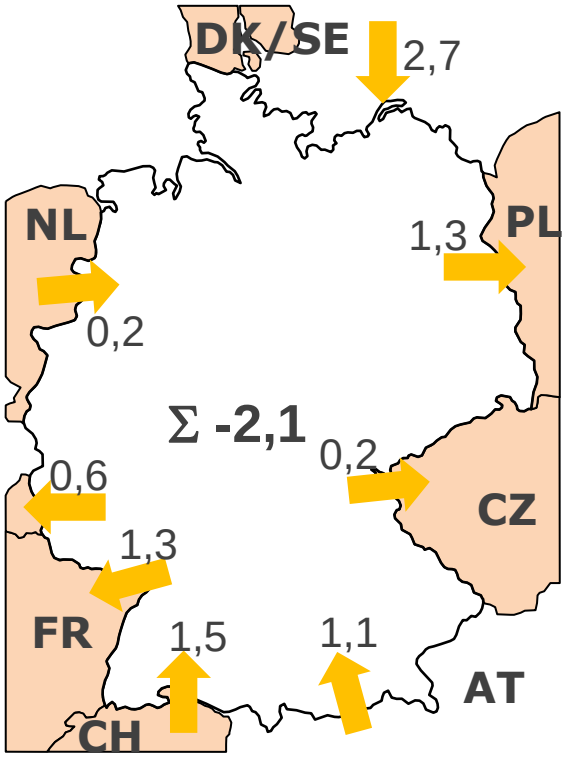
T+1, Dunkelflaute

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

Angaben in GW



Handelsfluss in GW

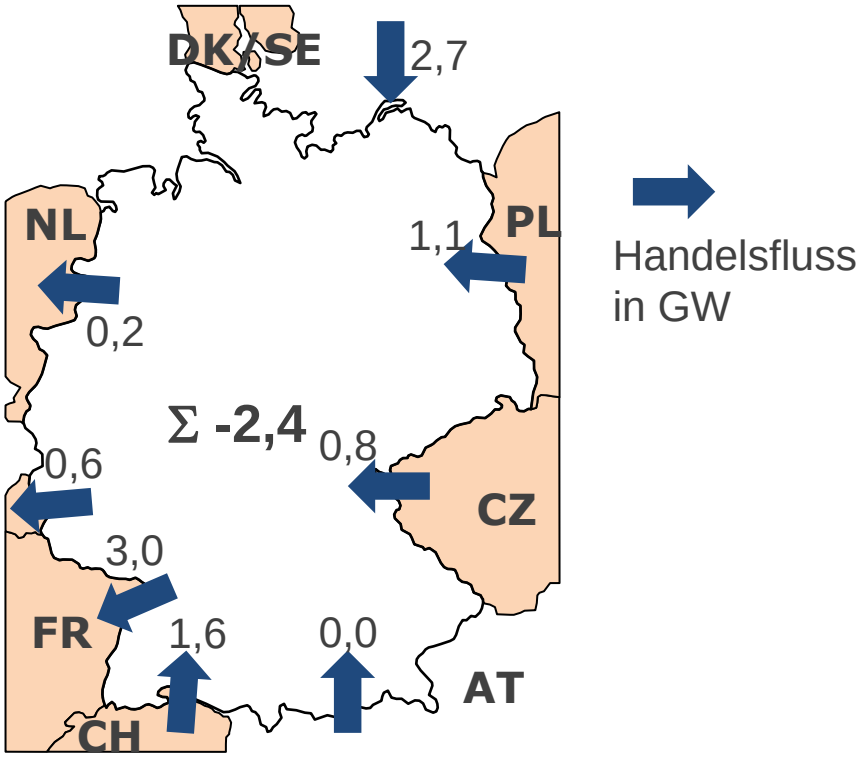


Phys. Lastfluss in GW

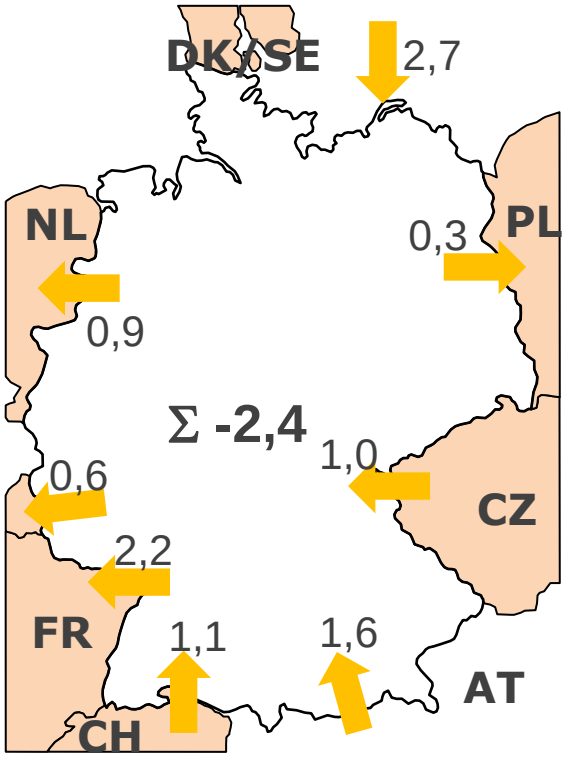
T+2, Dunkelflaute

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

Angaben in GW



Handelsfluss in GW

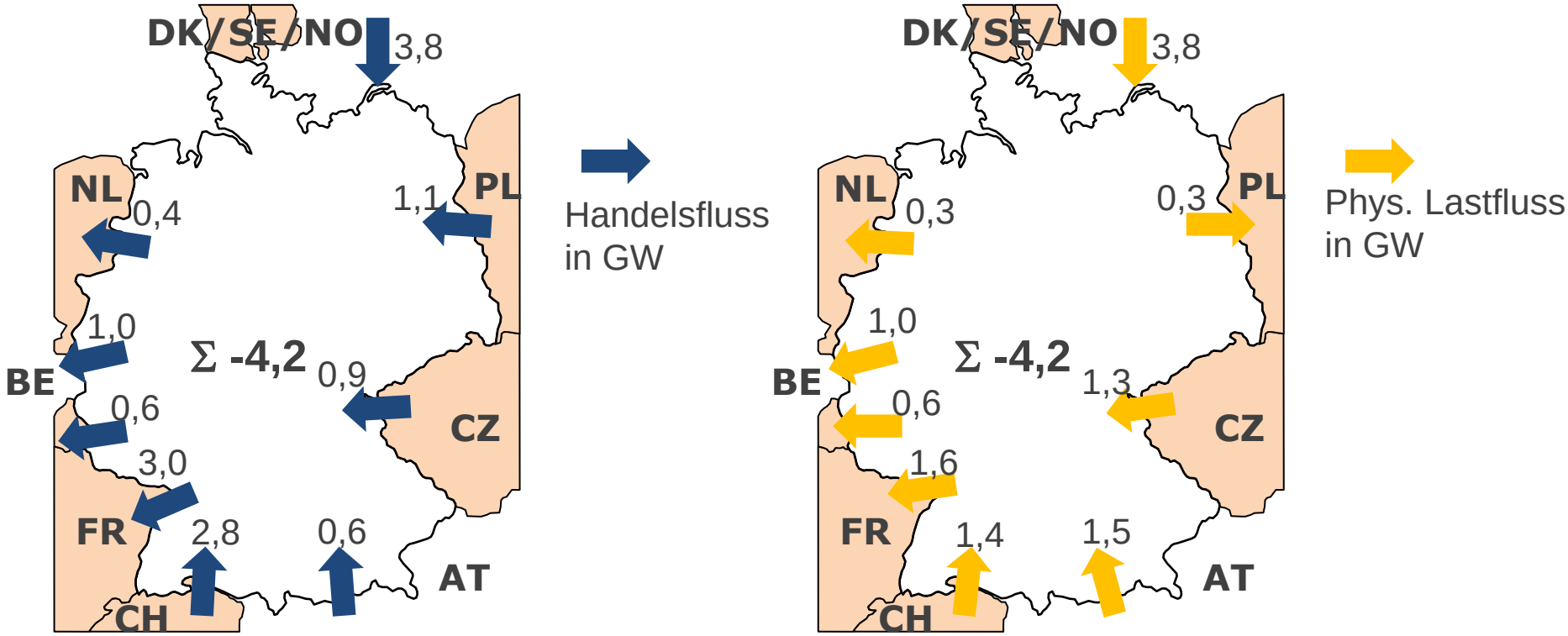


Phys. Lastfluss in GW

T+5, Dunkelflaute

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

Angaben in GW



Zusammenfassung

Dunkelflaute

- **Durch topologische Maßnahmen und mit geringem Redispatch (<0,5 GW) marktbasierter Kraftwerke können Netzengpässe behoben werden.**

- **Der zunehmende Import nach Deutschland, insbesondere aus dem südlichen Ausland, wirkt dem Nord-Süd-Leistungsfluss entgegen.**

- **Die mittelfristig als realisiert unterstellten Netzausbaumaßnahmen (z. B. Mittelrheintrasse, Altenfeld-Redwitz) führen zu einer wesentlichen Erhöhung der Transportvermögens.**

- **Die untersuchten Grenzsituationen der Dunkelflaute zeigen keinen Bedarf an Netzreserve auf.**

RD in AT/IT	Erwartungsgemäß gesicherte Leistung
RD in PL	Leistung nicht gesichert, nach Können & Vermögen

Starkwind/Starklast

Netzanalyse – Übersicht der Ergebnisse (nach Gegenmaßnahmen)

	t+1		t+2		t+5		
	RD in AT/ IT	RD in PL	RD in AT/ IT	RD in PL	RD in AT/ IT	RD in PL	Engpass DE→AT
Negativer RD Windeinspeisung (Einsenkung)	11,2 GW	10,2 GW	12,8 GW	12,8 GW	17,1 GW	Auch in (t+5) besteht trotz PST an ostdt. Grenzen der Bedarf, Leitungs-überlastun-gen DE-PL mit RD zu heilen. Dies führt aber nicht zu einem zusätzli-chen Bedarf im Ausland.	12,0 GW
Negativer RD marktbasierter KW in DE	10,1 GW	10,1 GW	9,4 GW	8,3 GW	8,2 GW		4,7 GW
Summe negativer RD	*21,3 GW*	20,3 GW	*22,2 GW*	21,1 GW	*25,3 GW*		*16,7 GW*
Positiver RD marktbasierter KW in DE	13,6 GW	13,6 GW	14,0 GW	14,4 GW	19,2 GW		15,1 GW
Positiver RD ResKW in DE	3,0 GW[1]	2,8 GW[1]	3,5 GW[1]	3,4 GW[1]	3,7 GW[1]		1,6 GW
Positiver RD kontrahierter ausl. KW (gem. IBV)	3,4 GW	3,4 GW	2,7 GW[2]	2,7 GW[2]	2,4 GW[3]		0 GW
Zusätzlicher positiver RD ausl. KW	**1,3 GW**	0,5 GW	**2,0 GW**	0,6 GW	**0 GW**		**0 GW**
Summe positiver RD	*21,3 GW*	20,3 GW	*22,2 GW*	21,1 GW	*25,3 GW*		*16,7 GW*
Zusätzlicher RD-Bedarf aufgrund von EC	**0 GW**	--	**0 GW**	--	**0 GW**		--
Summe an notwendigem, gesichertem RD in DE und im Ausland	**7,8 GW[4]**	6,7 GW	**8,2 GW**	6,7 GW	**6,1 GW**		**1,6 GW**

[1] ResKW Ingolstadt konnte aufgrund regionaler Netzengpässe nicht vollständig einspeisen
[2] Annahme, dass die bisherigen, im IBV14 für Winter 17/18 kontrahierte ResKW ohne FR weitergeführt werden
[3] Annahme, dass die bisherigen, im IBV14 für Winter 17/18 kontrahierte ResKW ohne FR und CH weitergeführt werden
[4] Aufgrund nachträglich veränderter Annahmen zum NTC DE-CH erfolgte eine Anpassung des Bedarfswertes auf 7,8 GW. Vgl. hierzu Anhang A.

Starkwind/-last

Netzanalyse – Übersicht der notwendigen topologischen Maßnahmen

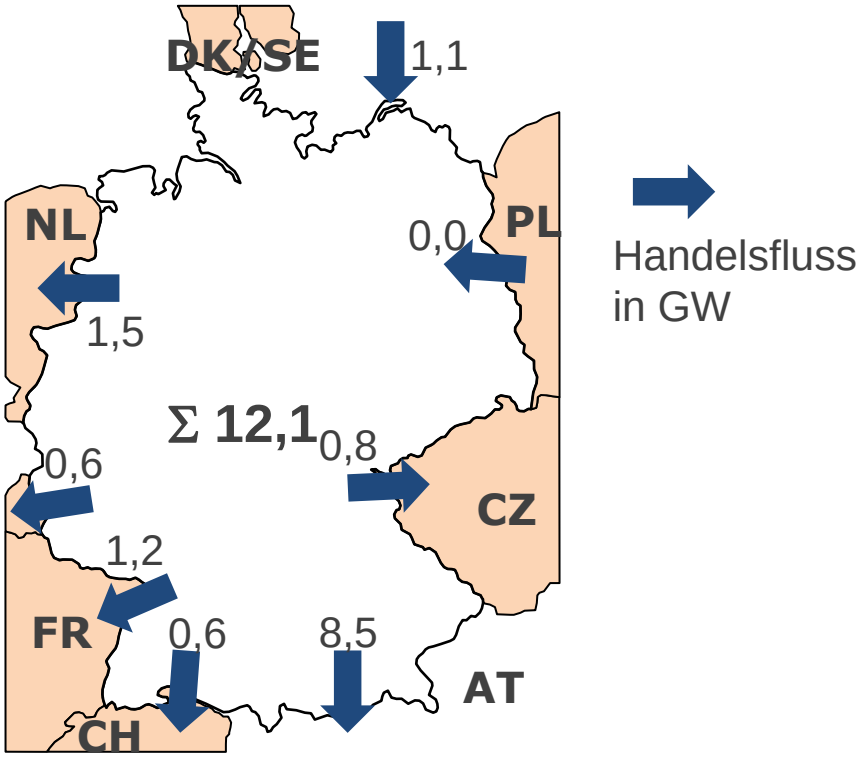
- **t+1/2:**
  Austausch der Tempergussklemmen auf den 220-kV-Stromkreisen Neuenhagen – Vierraden – Pasewalk (Stromkreise L303, L304 und L305)

- **t+5:**
  Realisierung des 3. und 4. 380-kV-Phasenschieber-Transformator in Vierraden (Transformatoren T442 & T444)

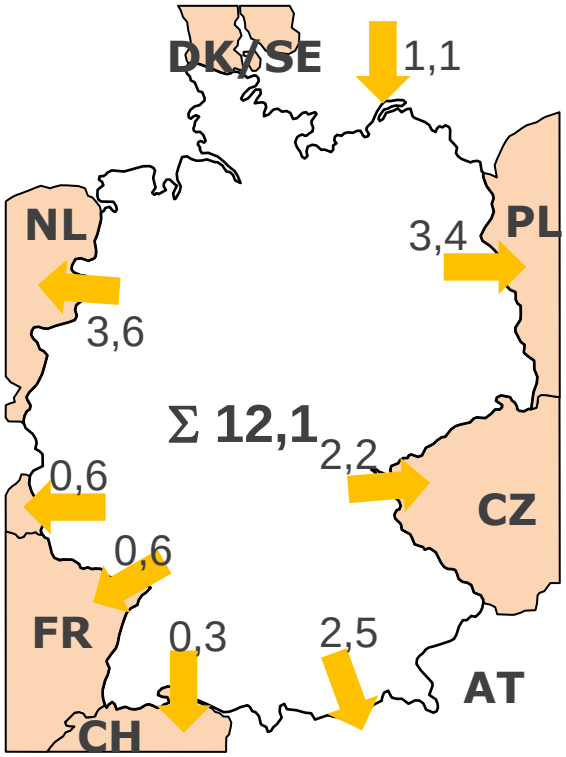
T+1, Starkwind

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

Angaben in GW



Handelsfluss in GW

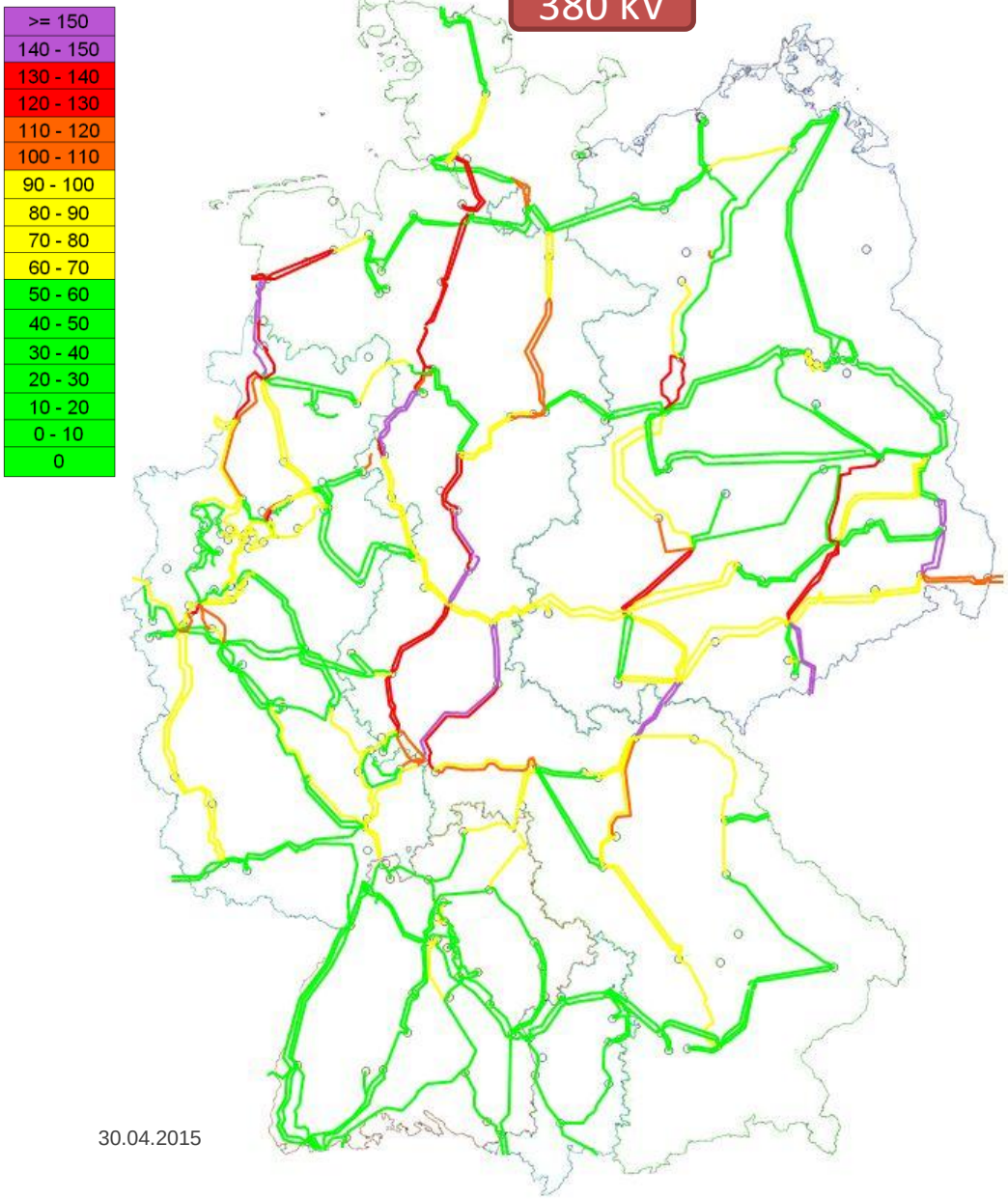


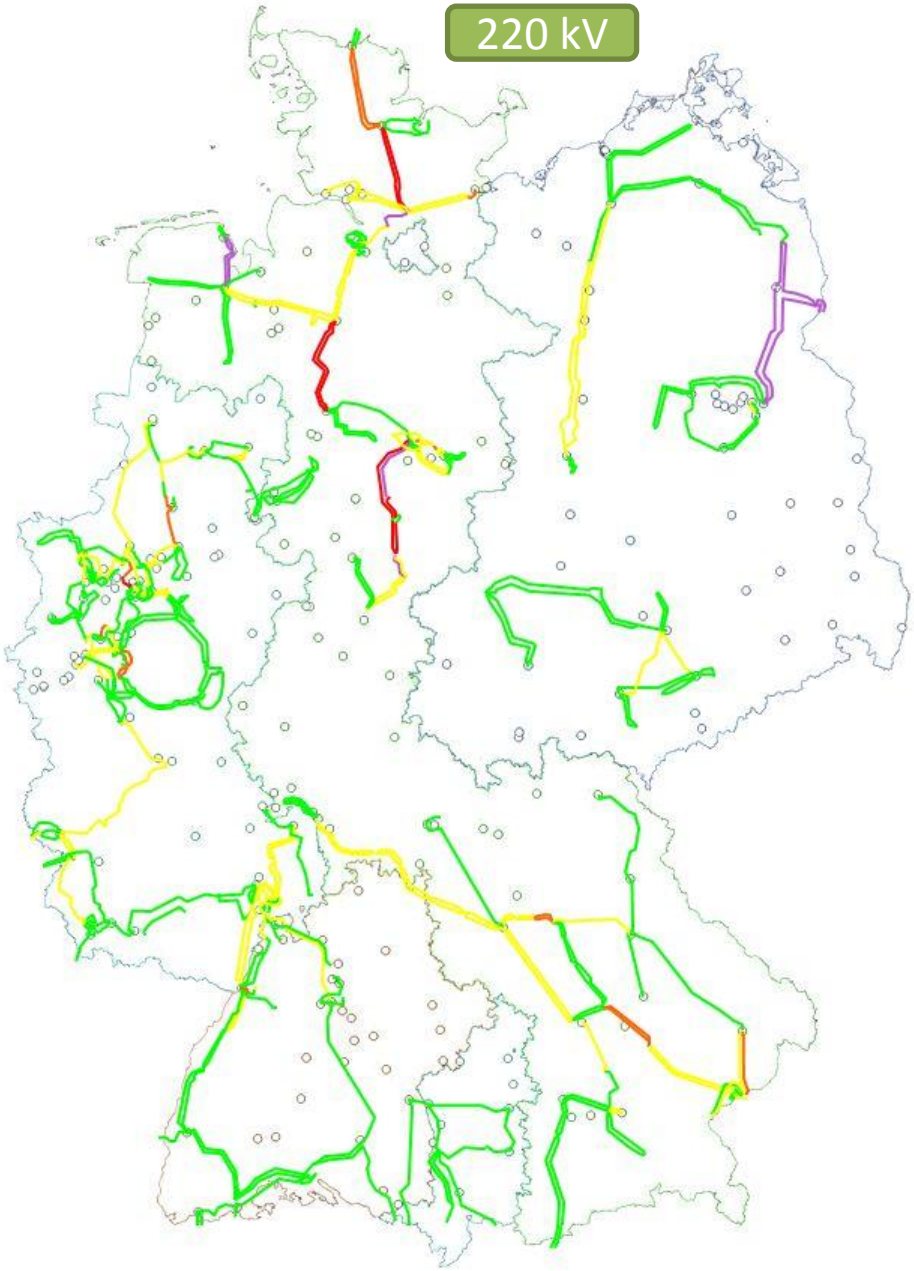
Phys. Lastfluss in GW

T+1, Starkwind

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen

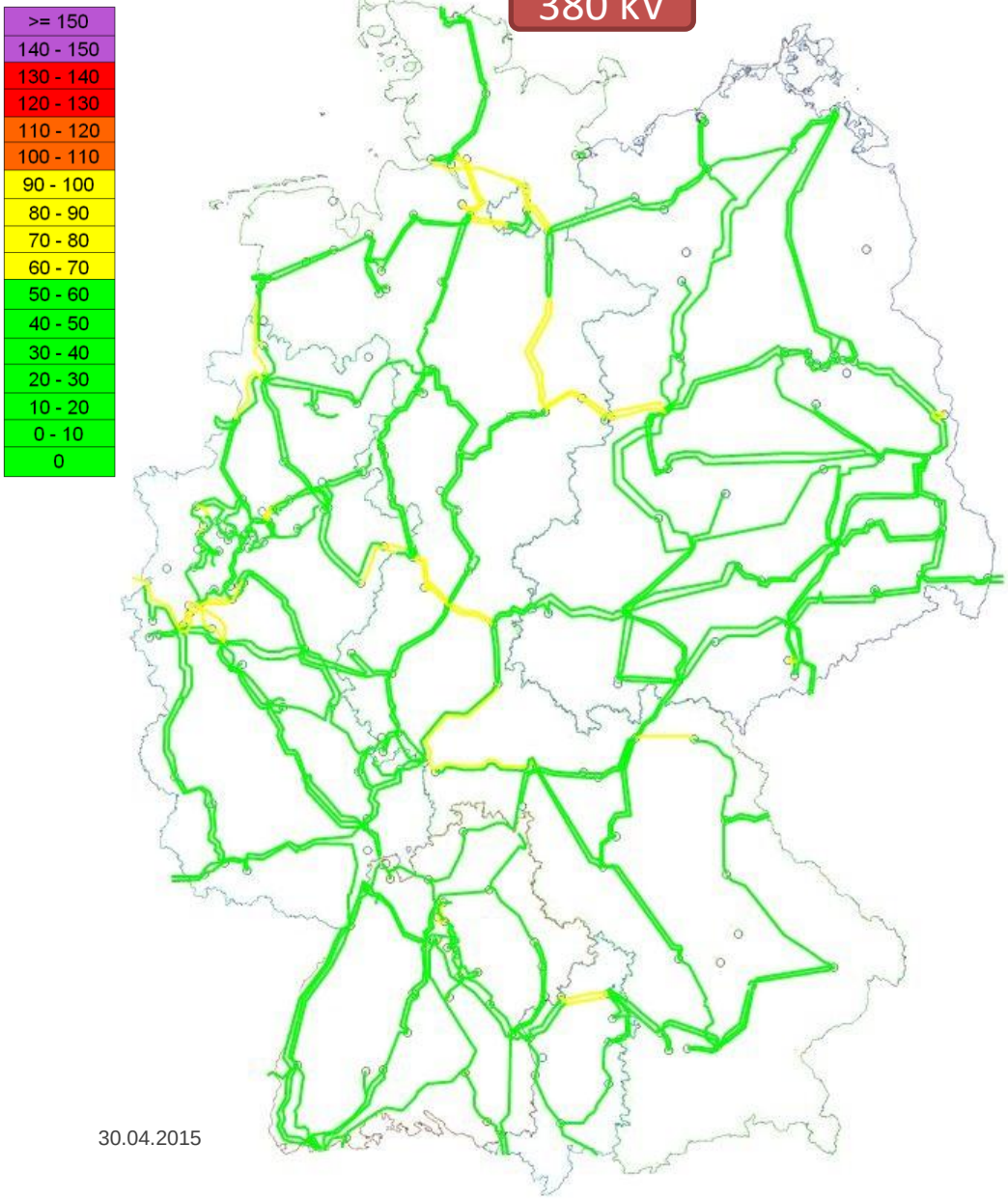


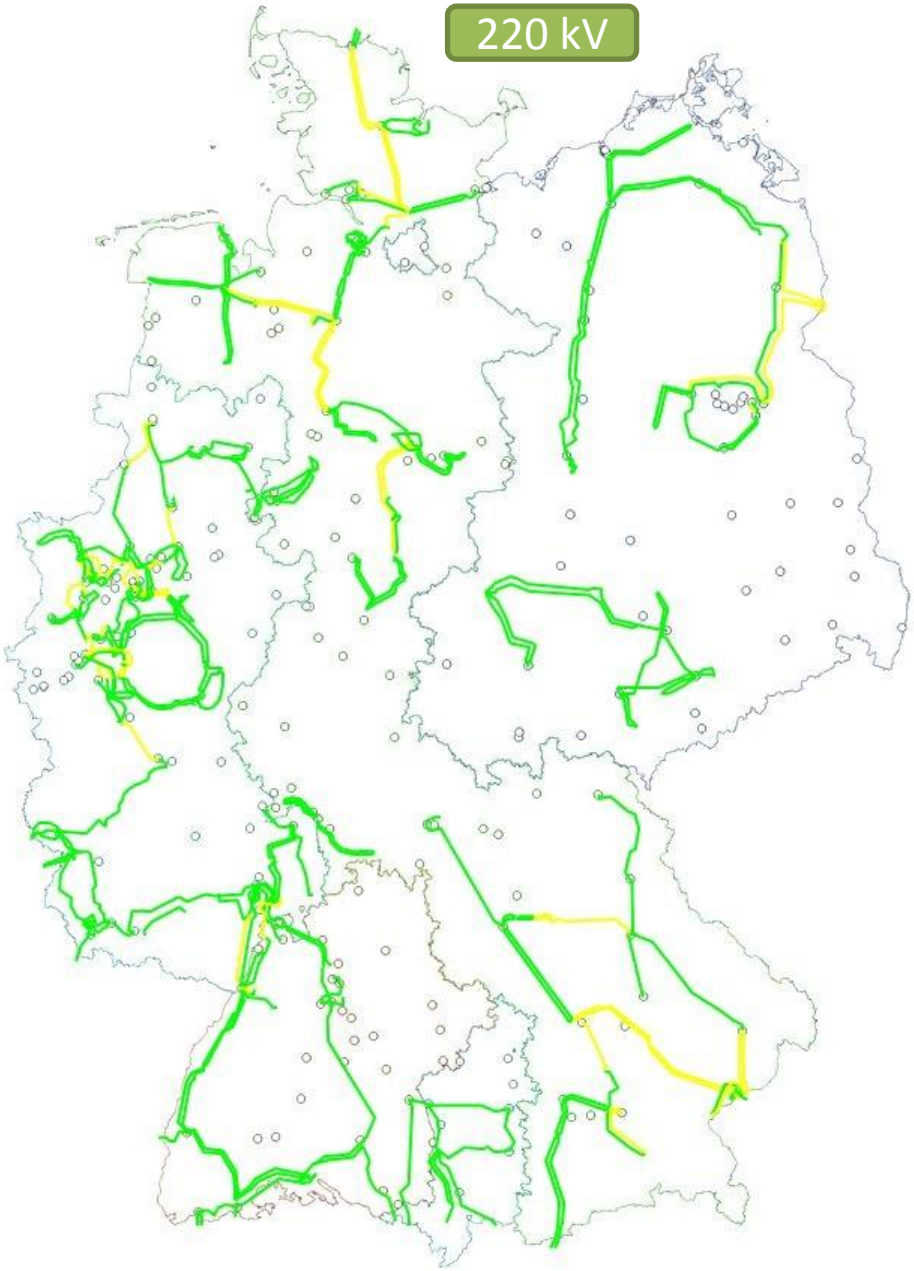


T+1, Starkwind (Variante RD in AT/IT)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



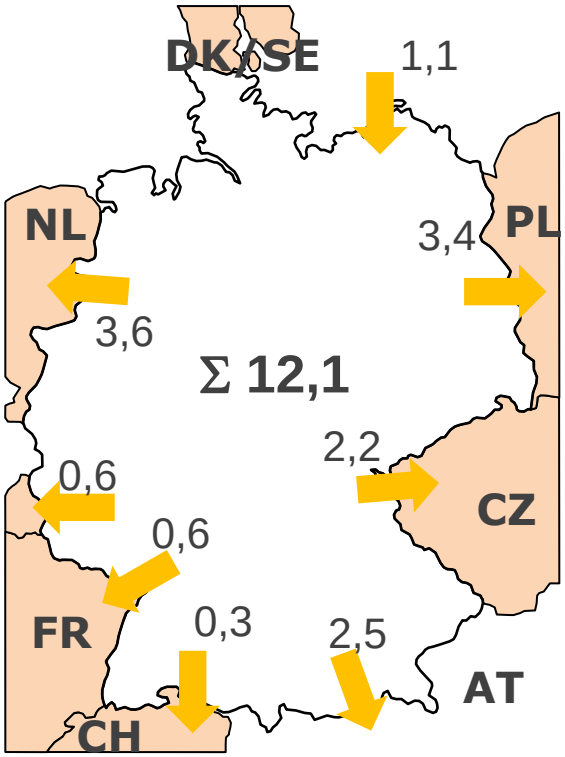


T+1, Starkwind (Variante RD in AT/IT)

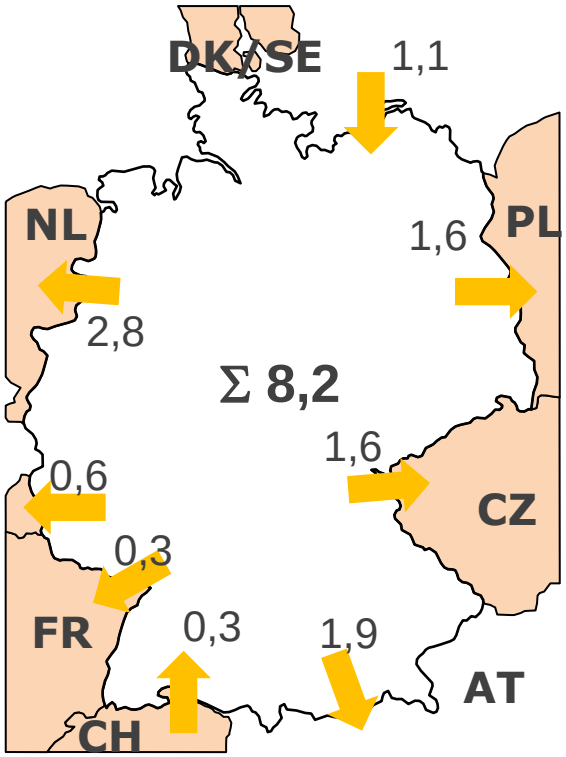
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



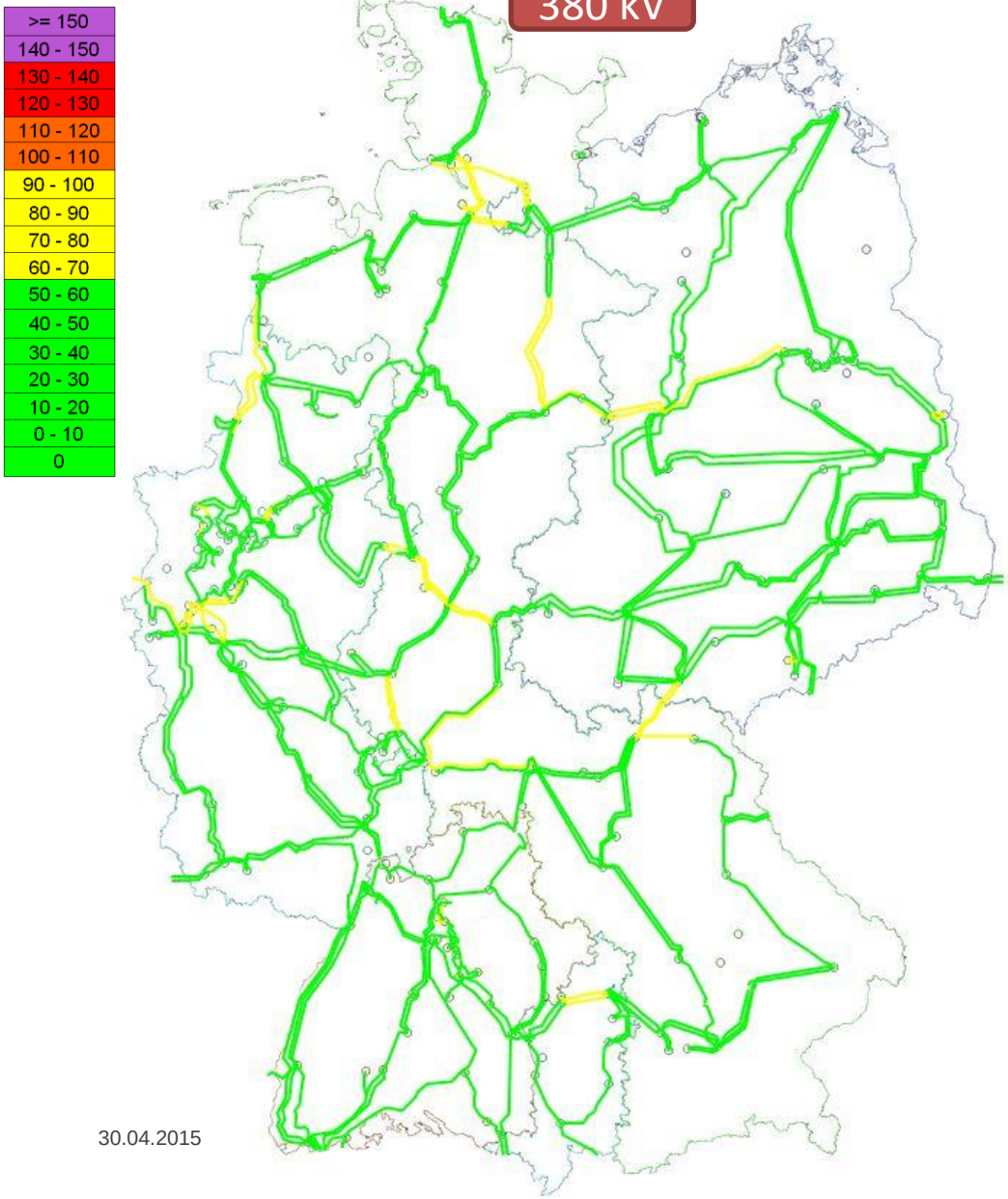
nach Gegenmaßnahmen

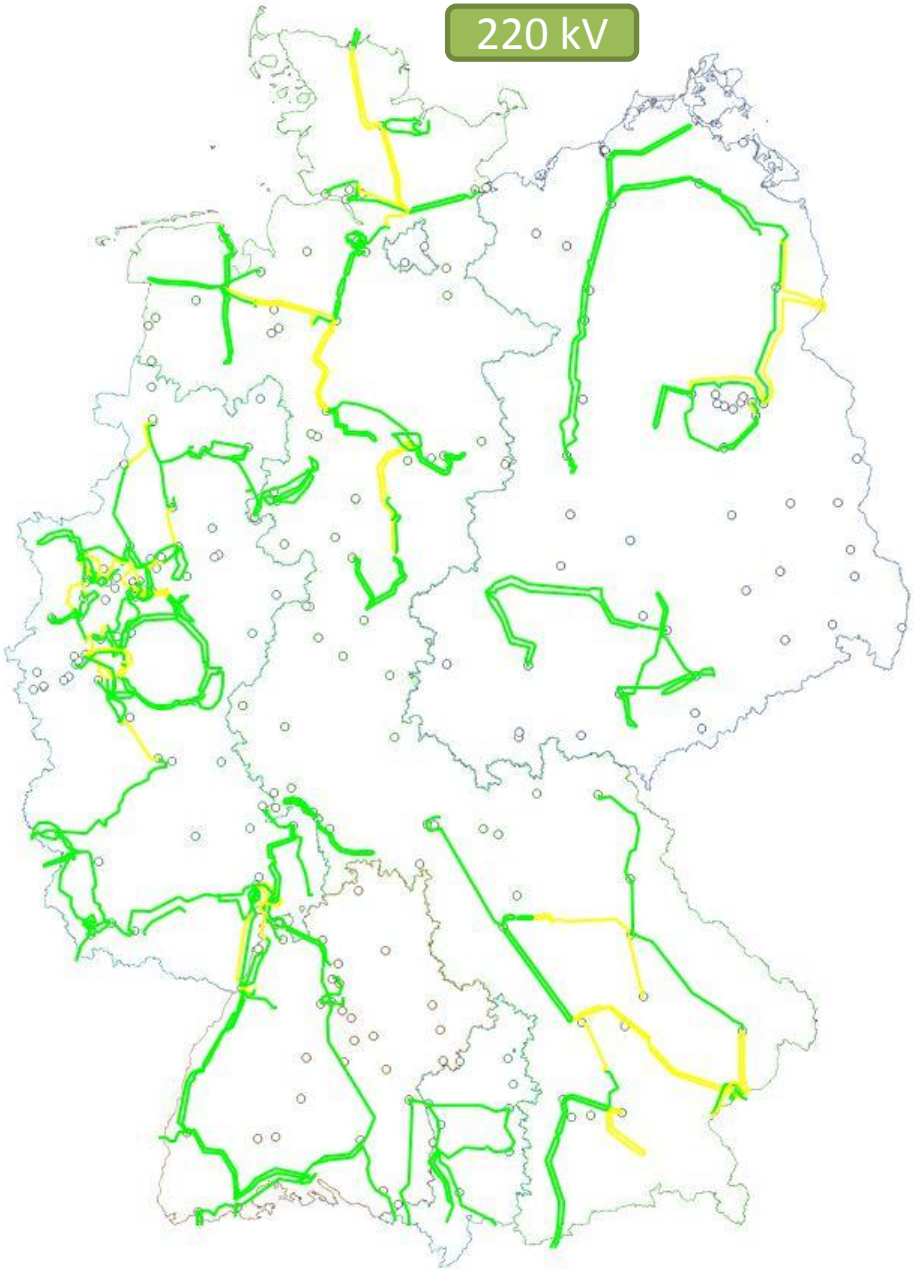


T+1, Starkwind (Variante RD in PL)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



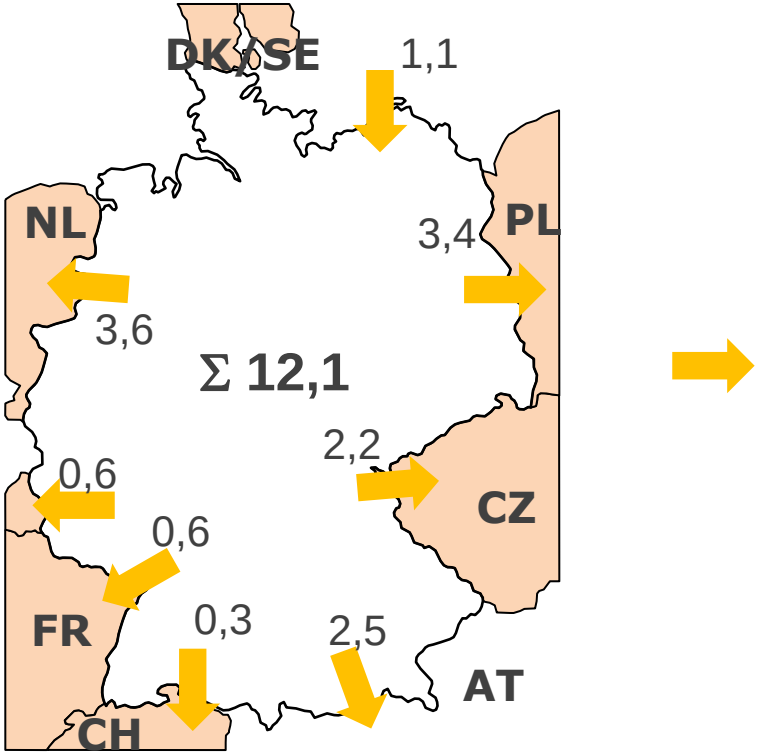


T+1, Starkwind (Variante RD in PL)

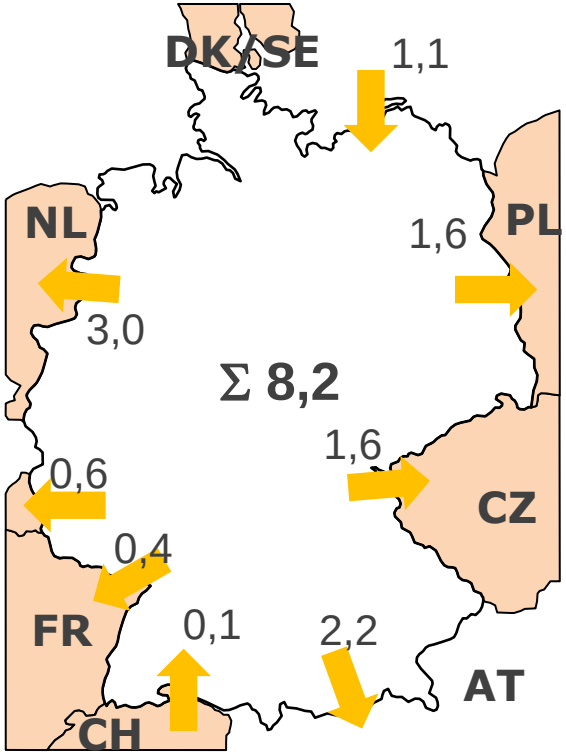
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



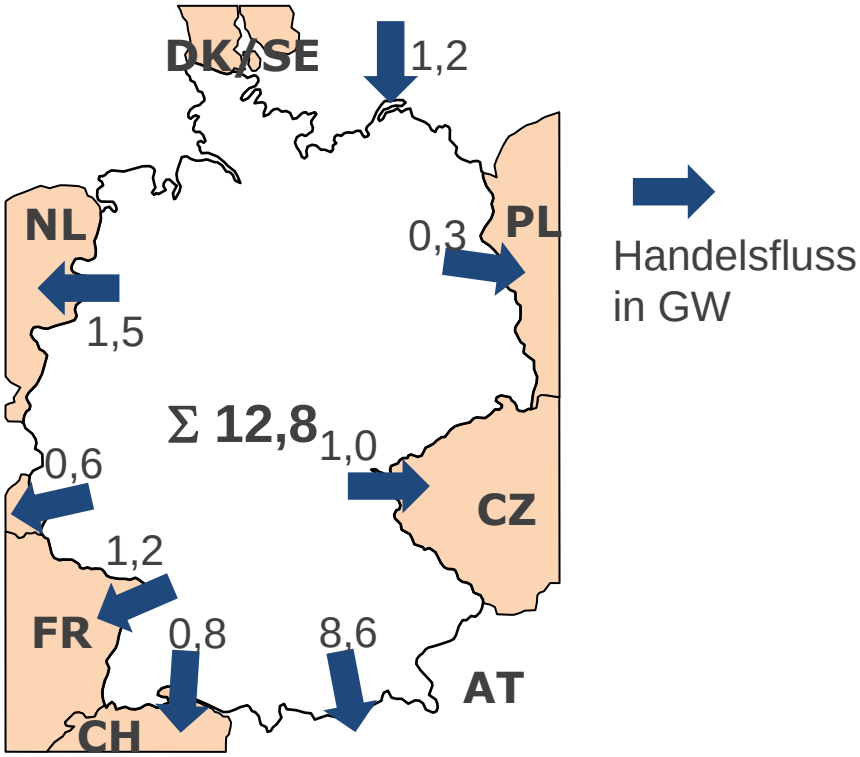
nach Gegenmaßnahmen



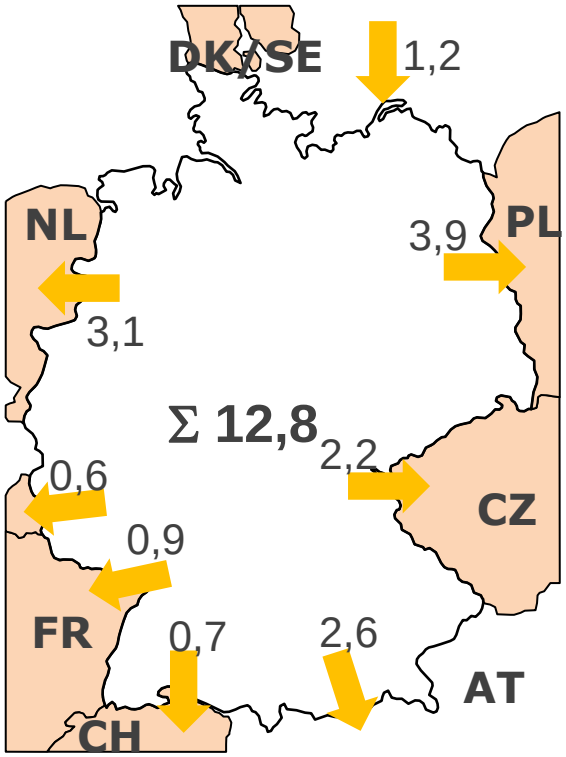
T+2, Starkwind

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

Angaben in GW



Handelsfluss in GW

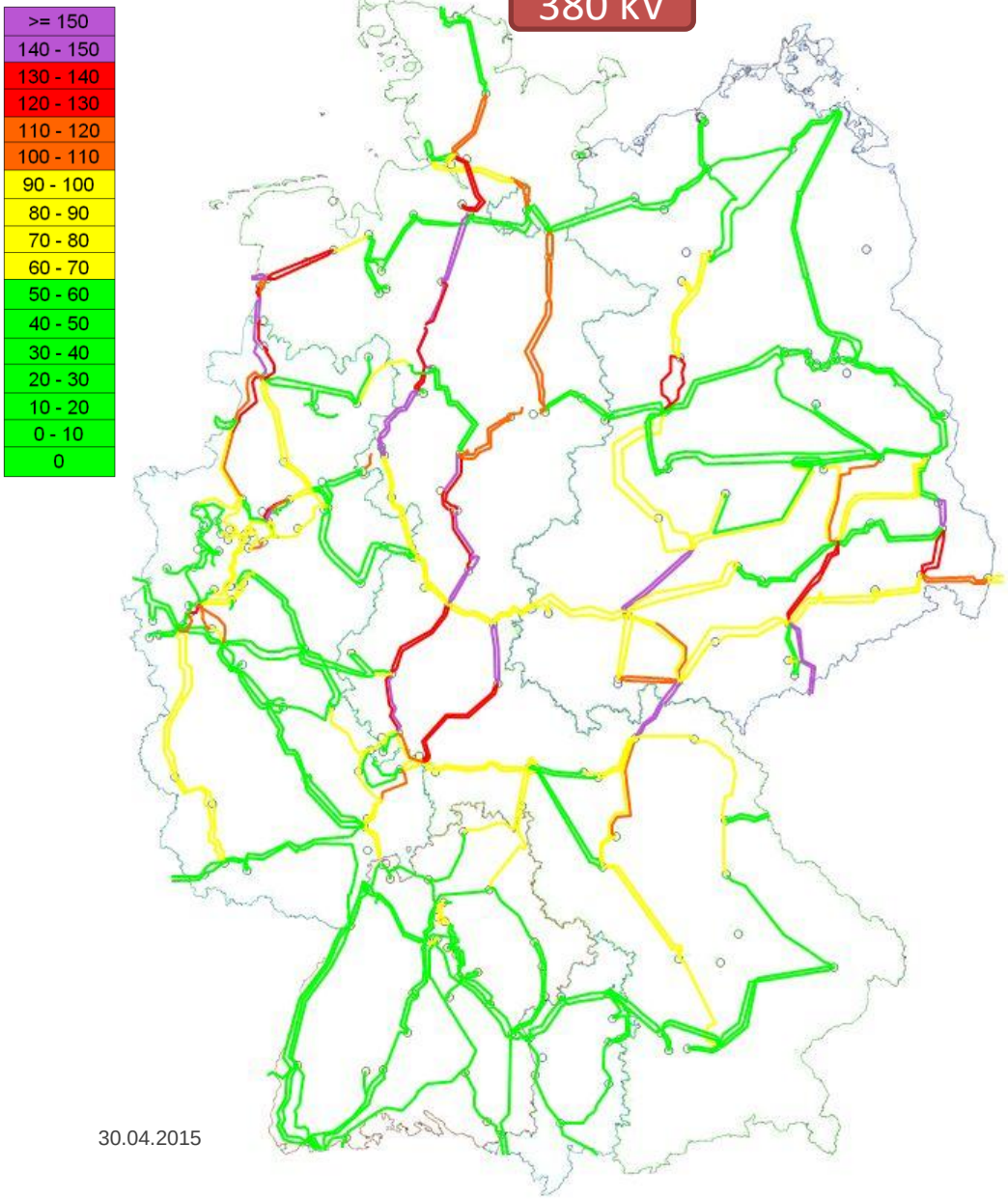


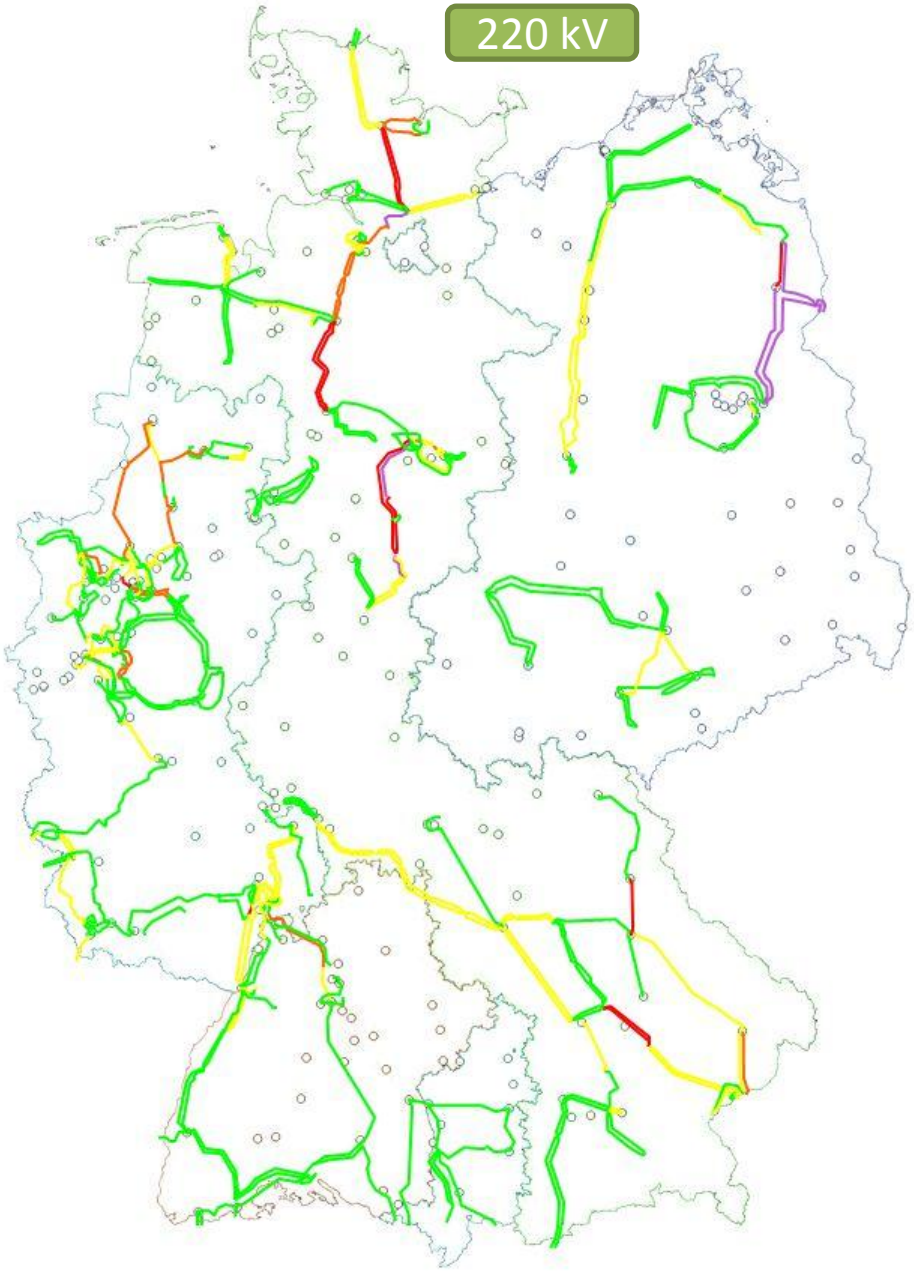
Phys. Lastfluss in GW

T+2, Starkwind

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen

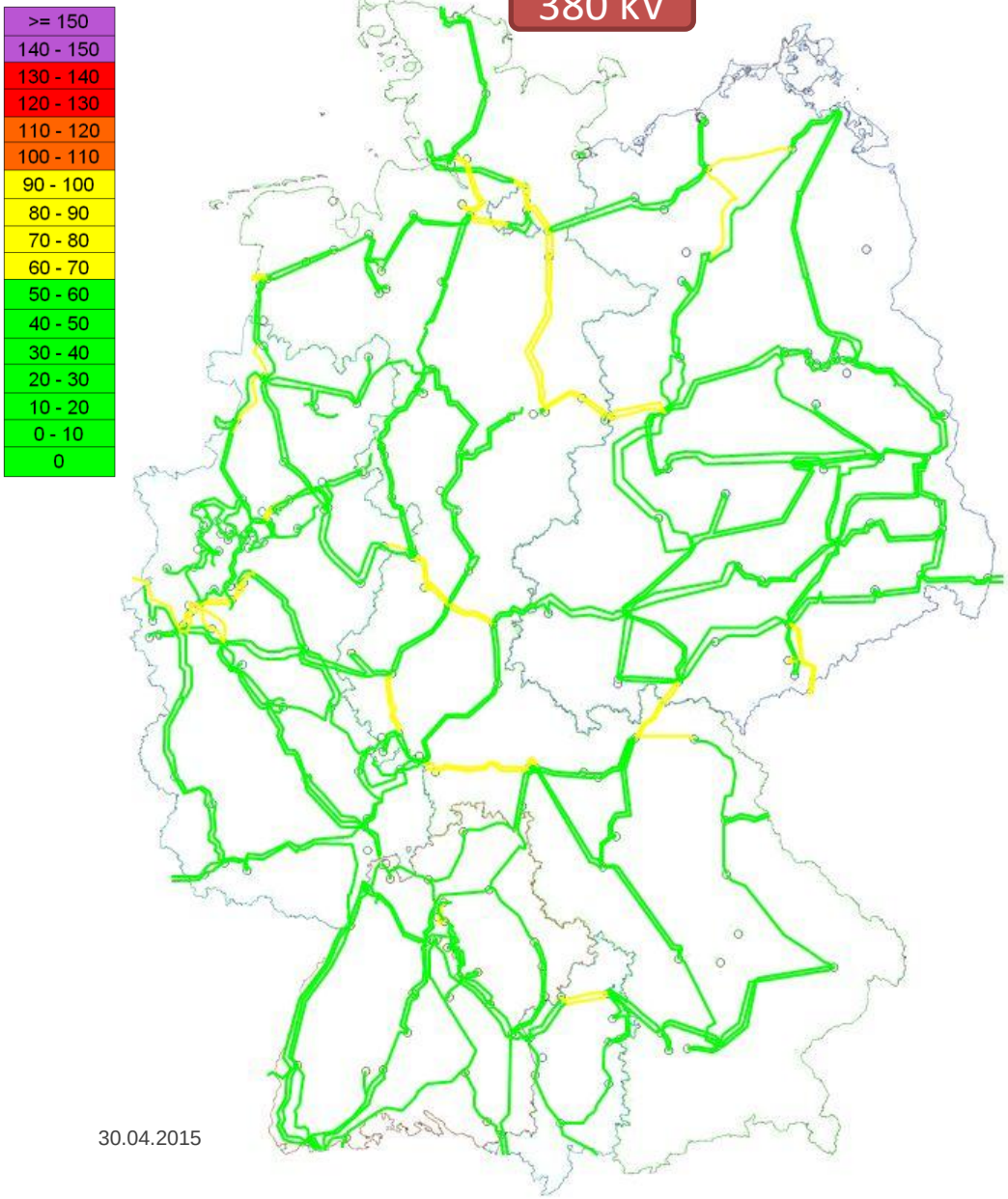


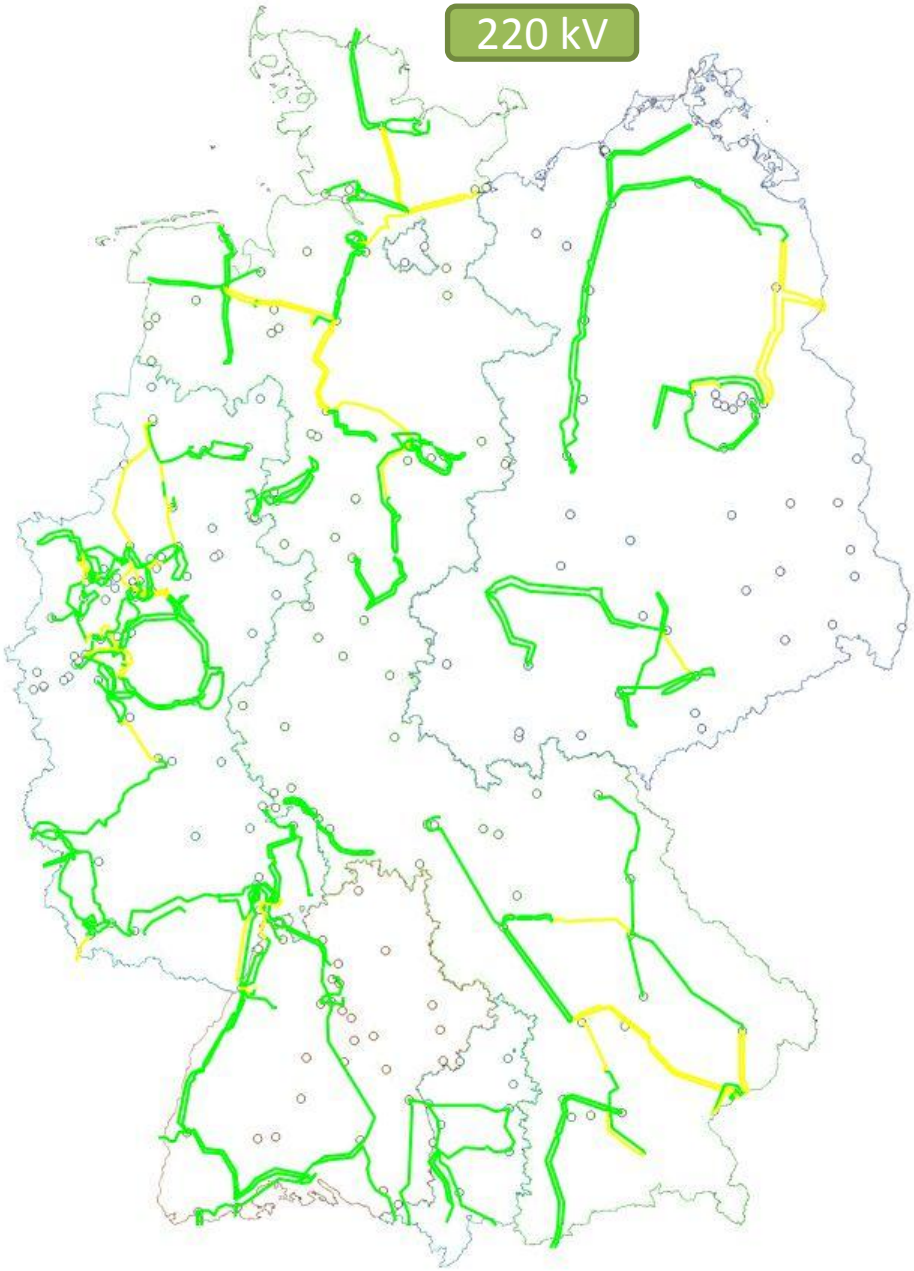


T+2, Starkwind (Variante RD in AT/IT)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



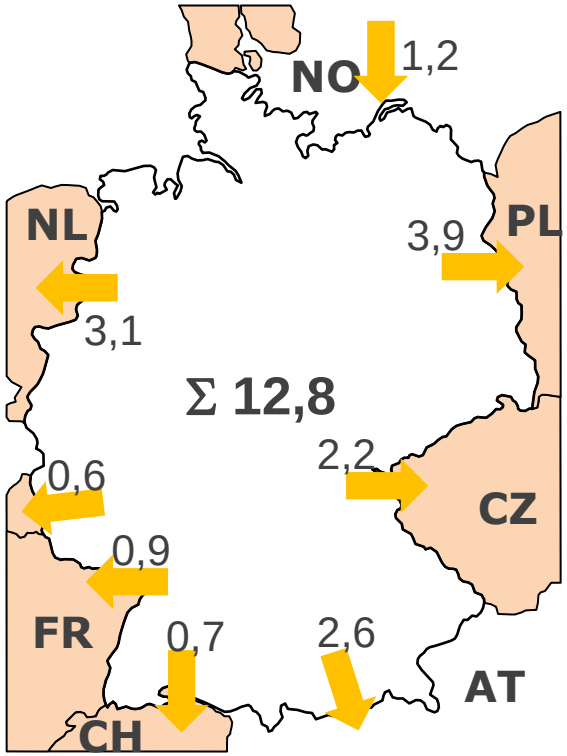


T+2, Starkwind (Variante RD in AT/IT)

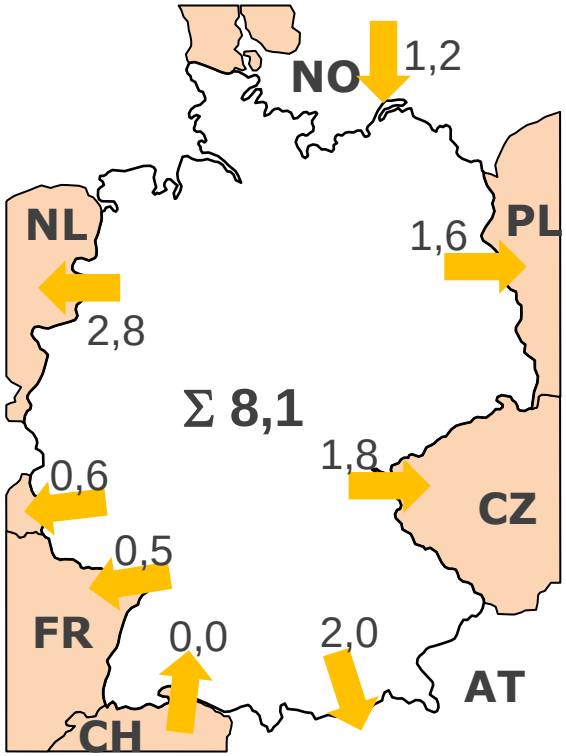
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



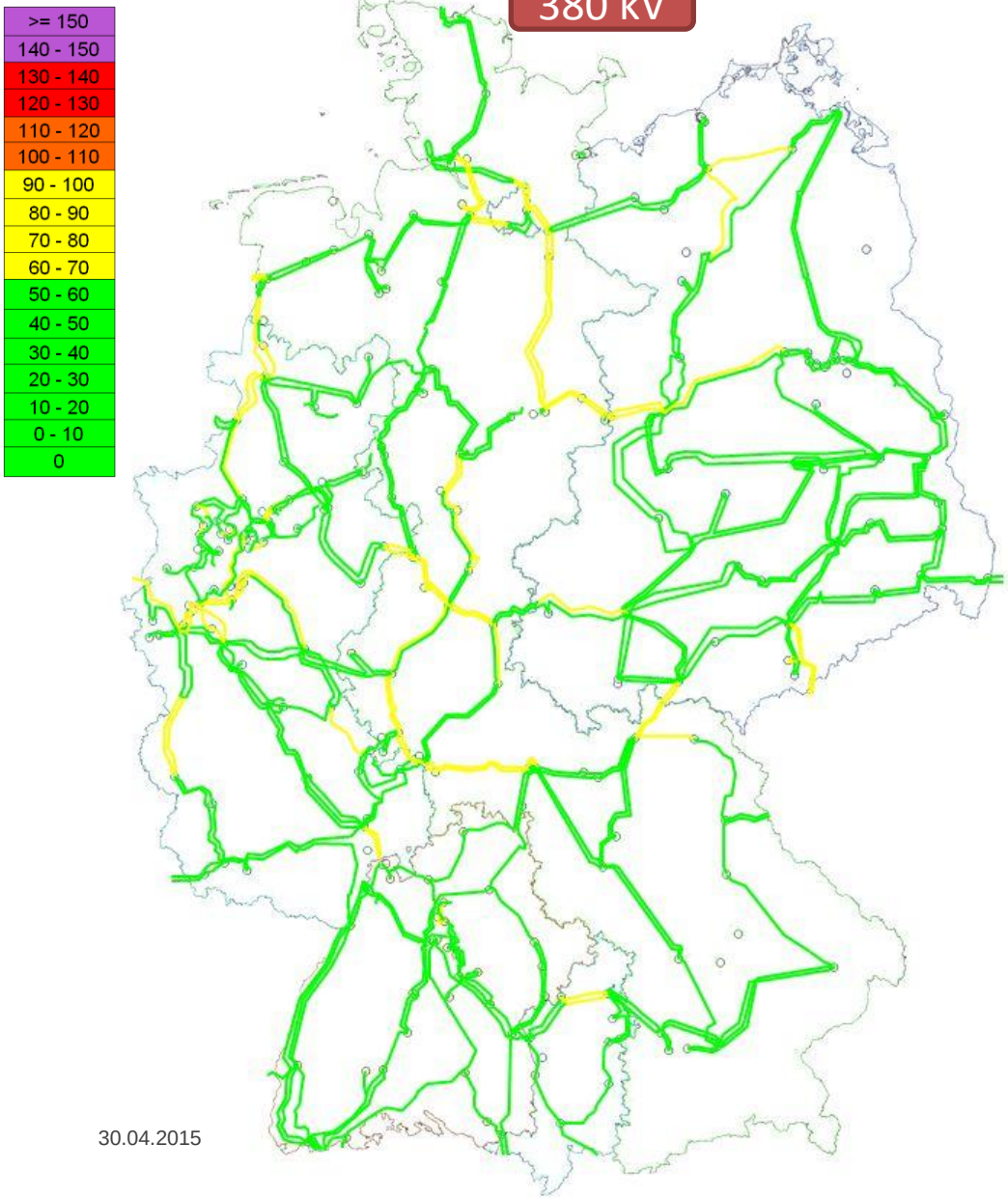
nach Gegenmaßnahmen

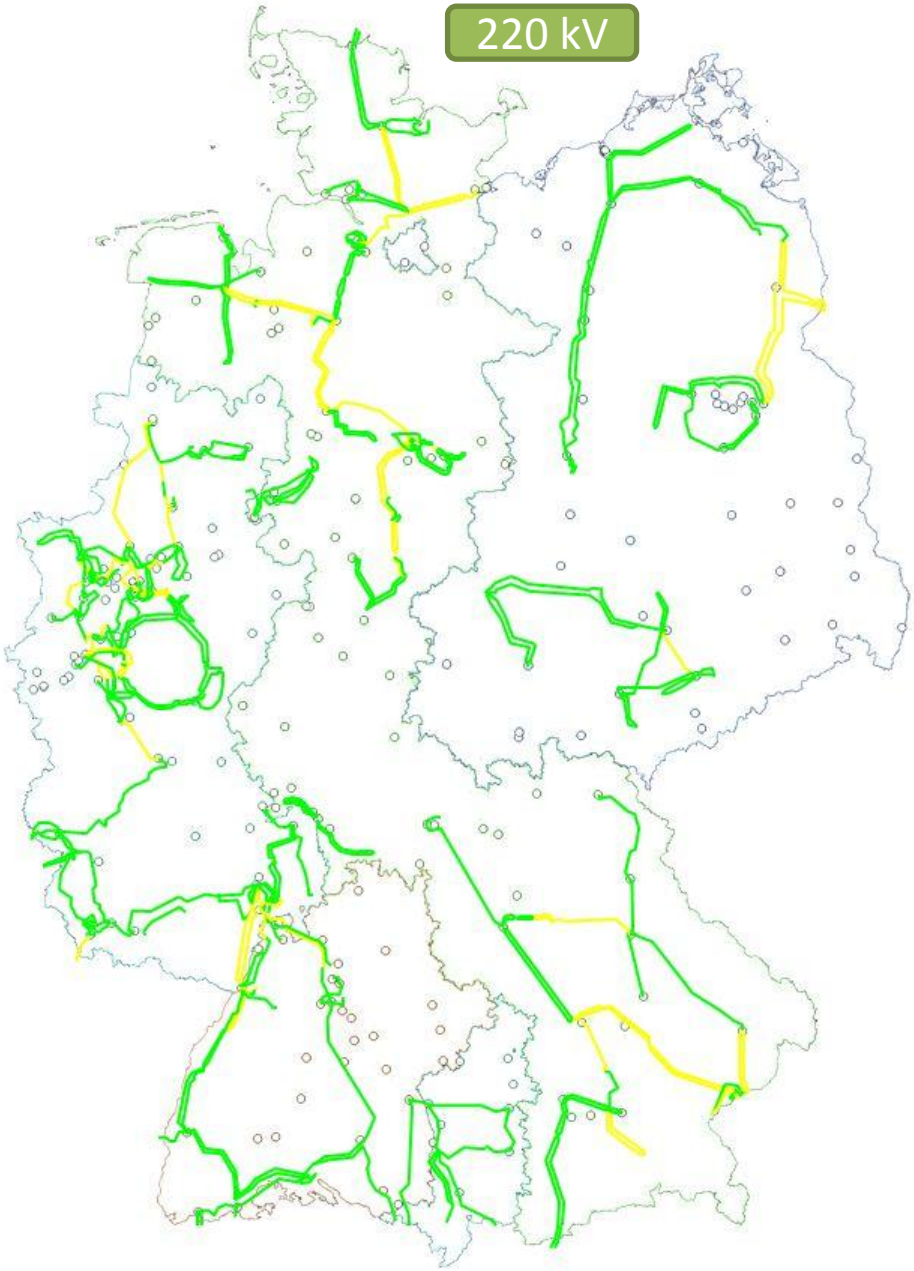


T+2, Starkwind (Variante RD in PL)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung nach (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



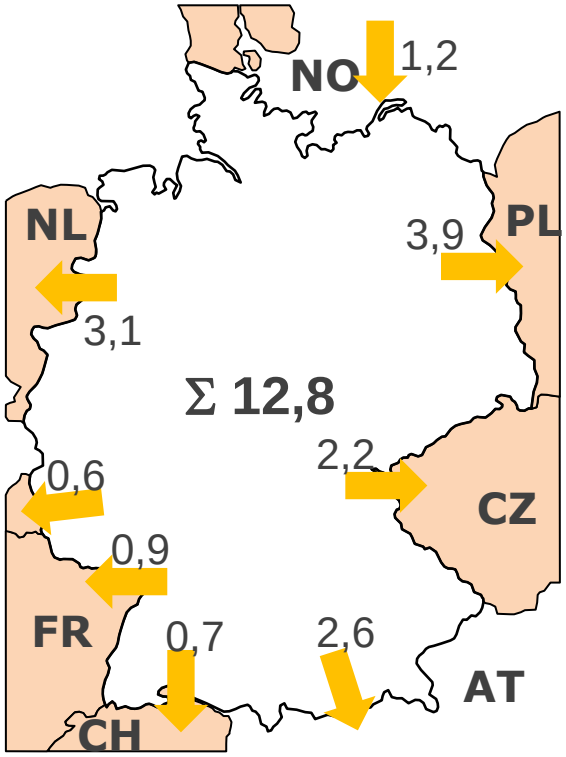


T+2, Starkwind (Variante RD in PL)

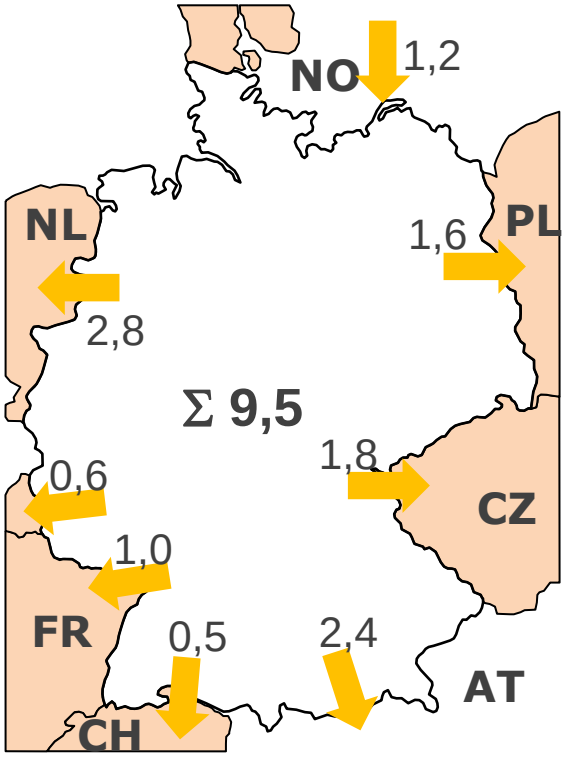
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



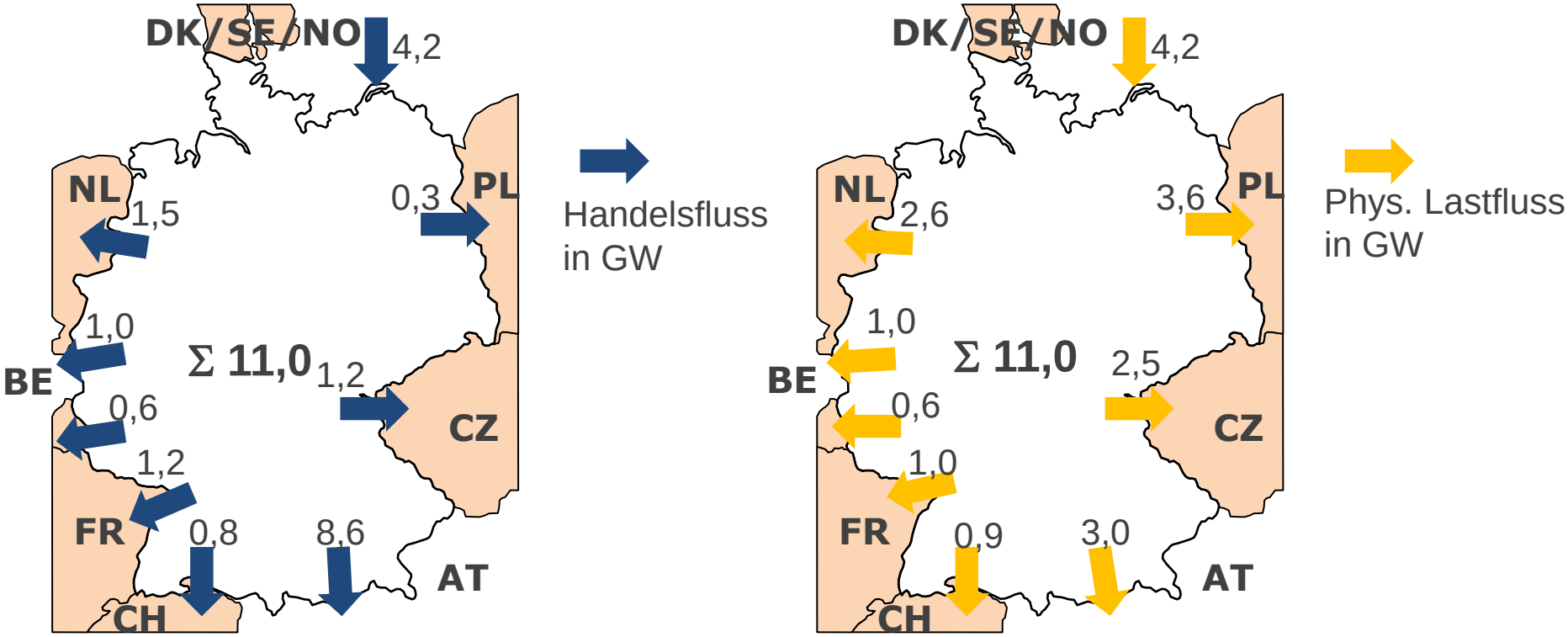
nach Gegenmaßnahmen



T+5, Starkwind

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

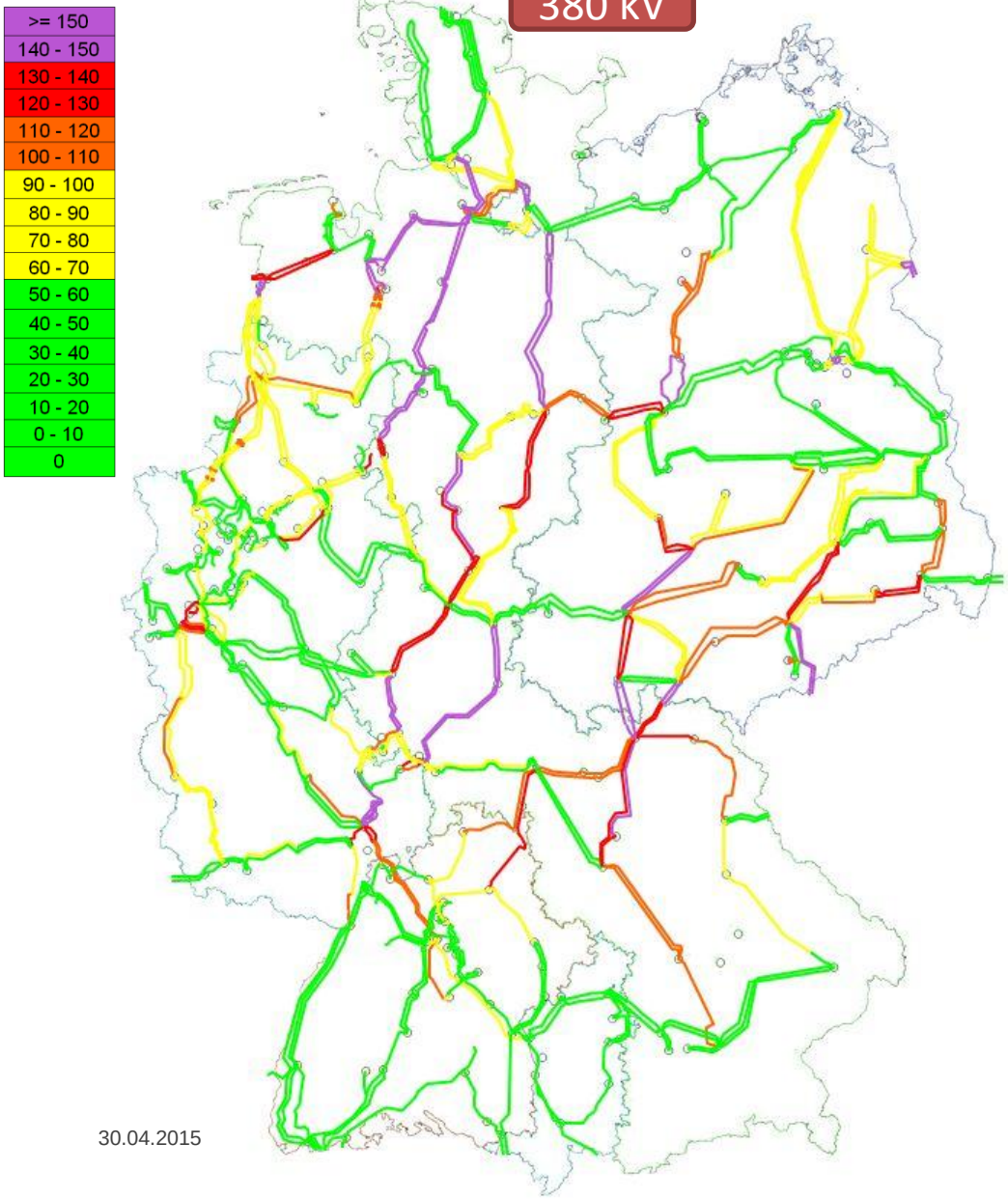
Angaben in GW

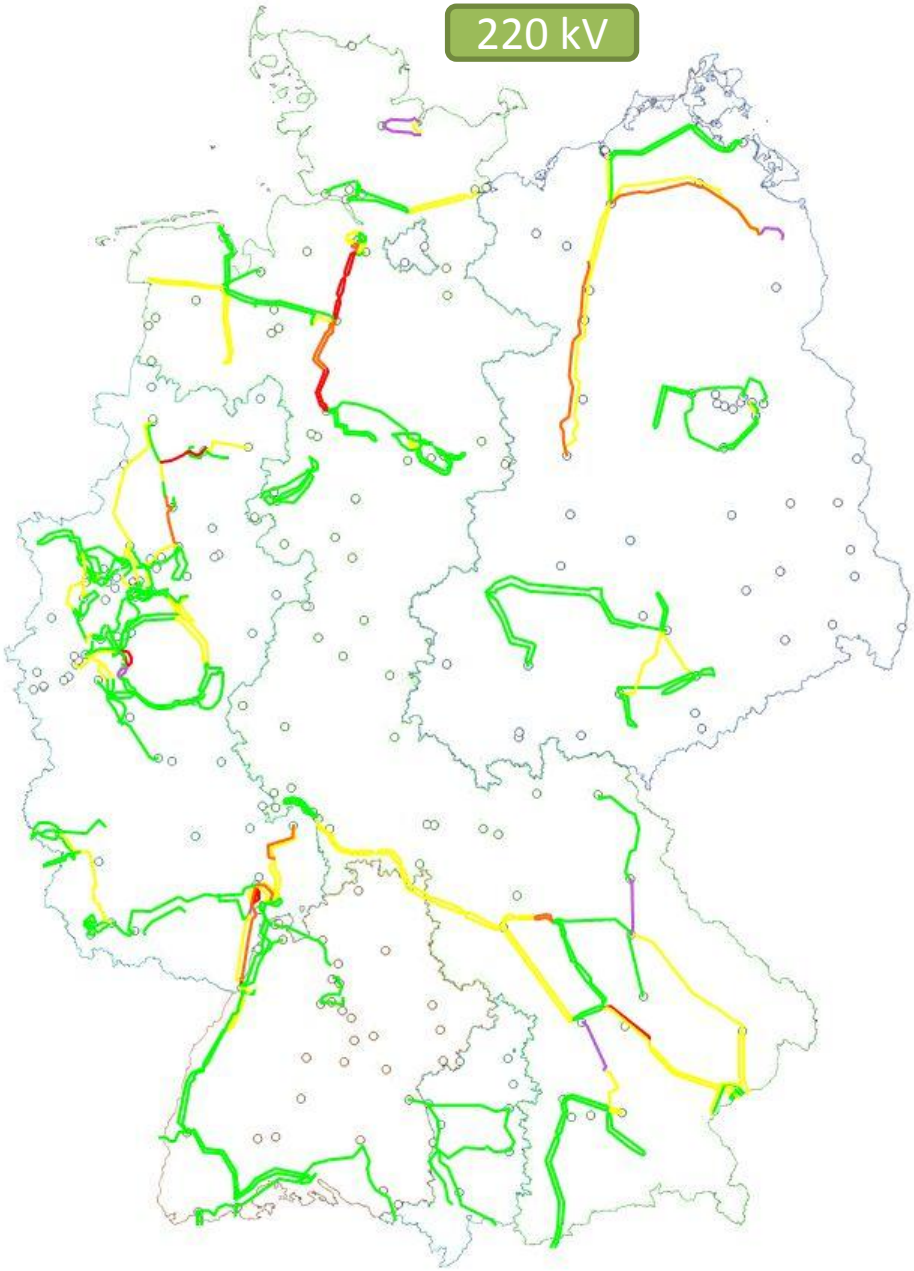


T+5, Starkwind

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung nach (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen

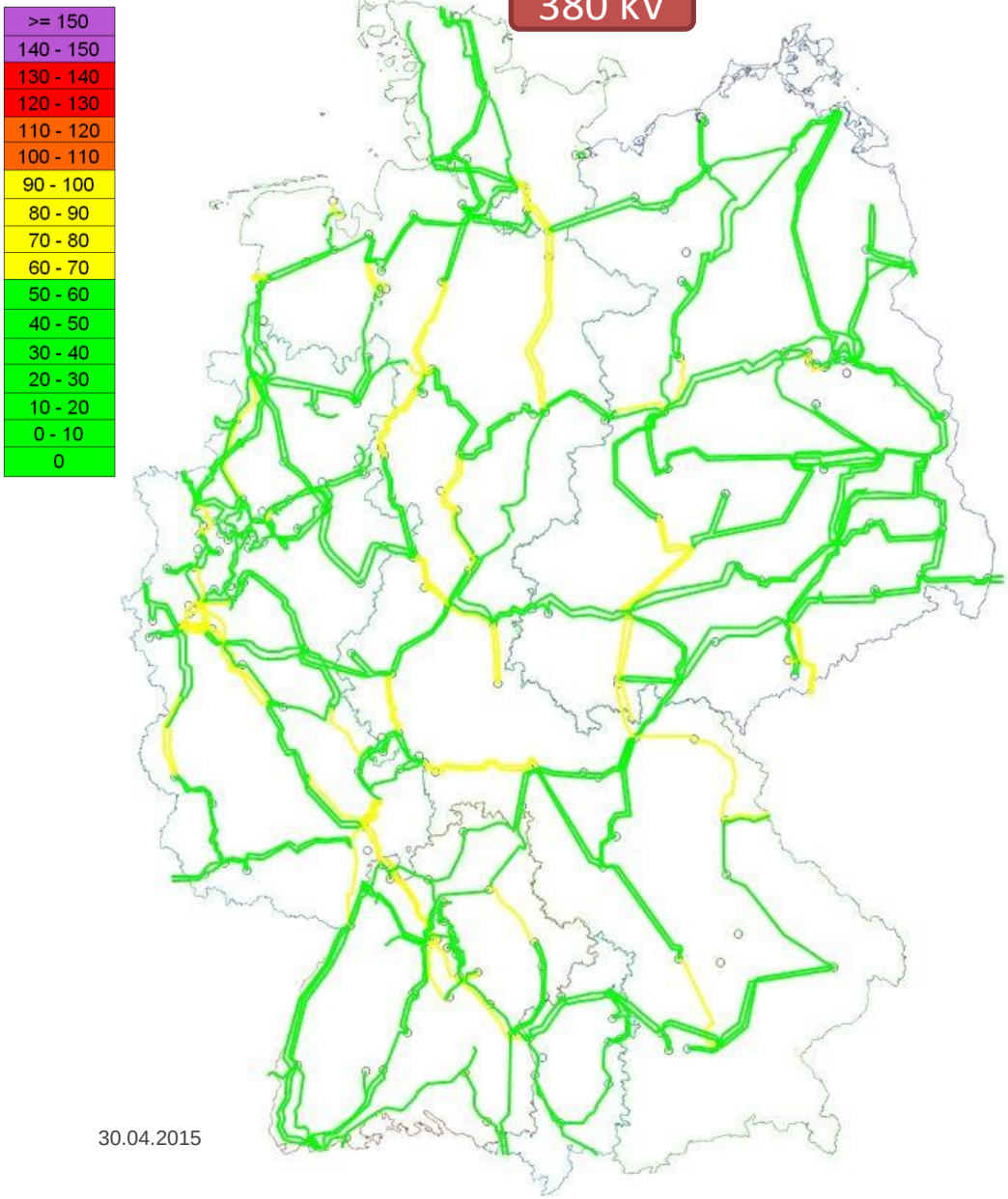


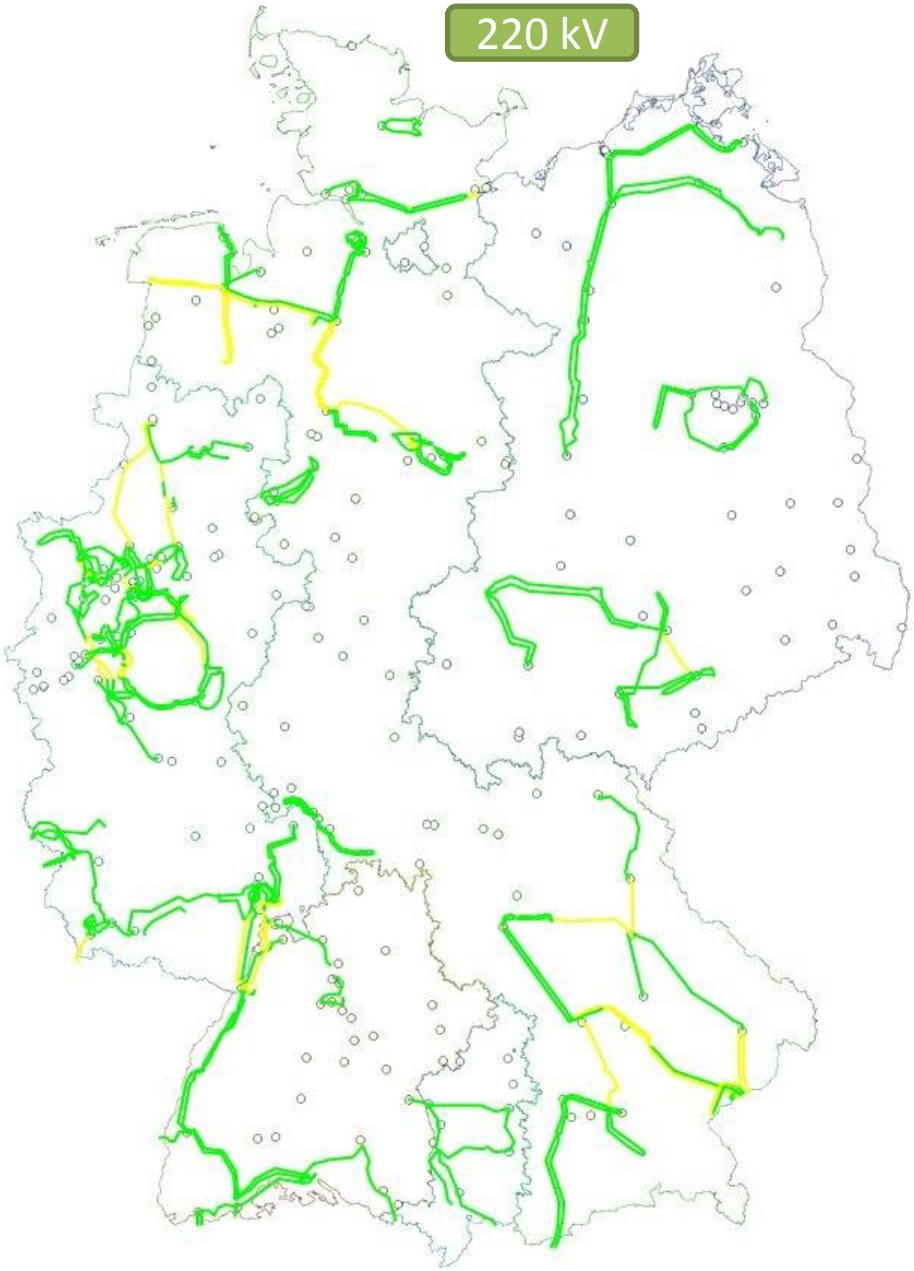


T+5, Starkwind (RD in AT/IT)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung nach (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



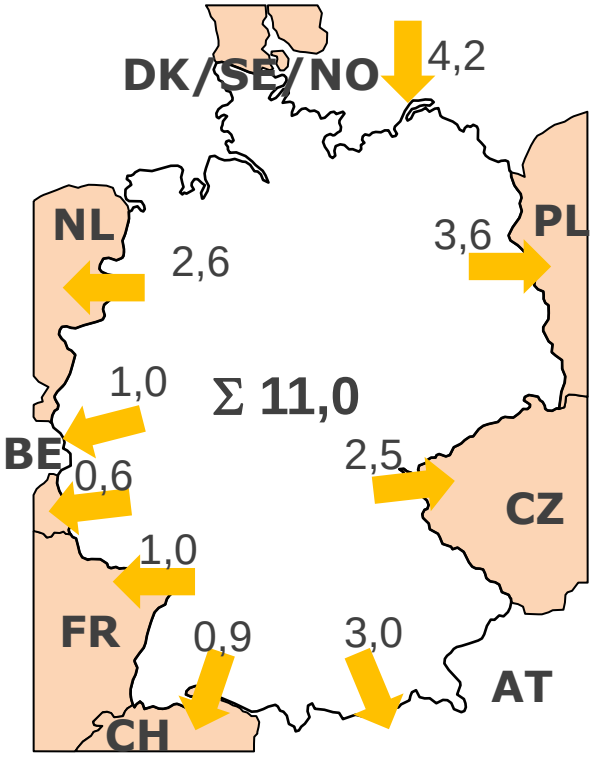


T+5, Starkwind (Variante RD in AT/IT)

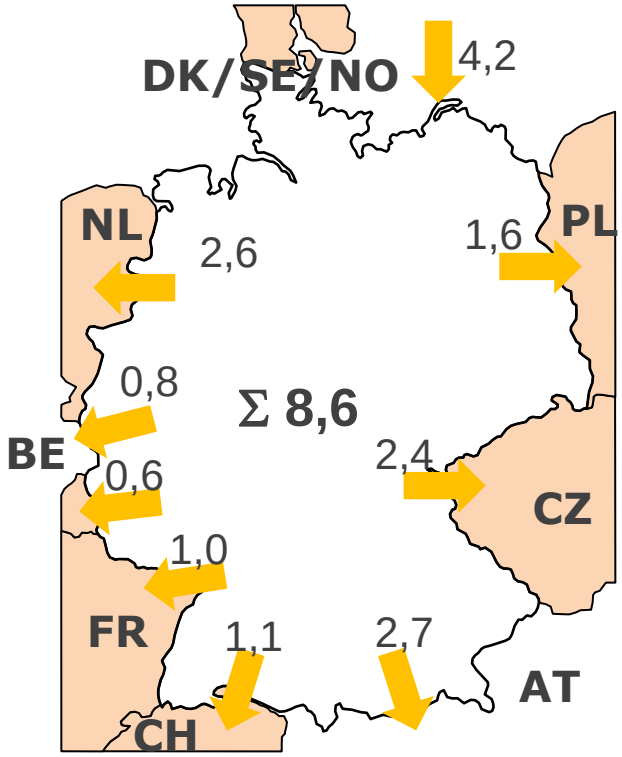
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



nach Gegenmaßnahmen



Starkwind

Ergebnis EC-Analysen

- **Die EC-Analysen haben keinen signifikanten Einfluss auf den Bedarf an zusätzlichen gesichertem RD-Potenzial.**

- **Durch regional begrenzte topologische Maßnahmen sowie Einspeiseverlagerungen (Absenkung von Windeinspeisung und Hochfahren konv. Kraftwerksleistung) können die auftretenden Netzengpässe behoben werden.**

Zusammenfassung

Starkwind

- **Der Starkwindfall ist hinsichtlich der Bedarfsbestimmung von Reserve-kraftwerken bzw. gesichertem Redispatchpotenzial im Ausland dimensionierend.**

- **Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder erfordert keine zusätzlichen Betriebsmittel.**

- **Die geographische Allokation des Redispatchpotenzials im Ausland (FR/AT/IT vs. PL) hat großen Einfluss auf die Höhe des Bedarfs.**

- **Aufgrund regionaler Netzengpässe kann das Reservekraftwerk Ingolstadt in allen untersuchten Zeithorizonten nicht vollständig einspeisen.**

- **Das bereits für den Winter 17/18 kontrahierte ausl. Redispatchpotenzial in Frankreich hat keinen signifikanten Einfluss auf die Netzengpässe im Raum Neuenhagen – Pasewalk/Vierraden – Krajnik (PL).**

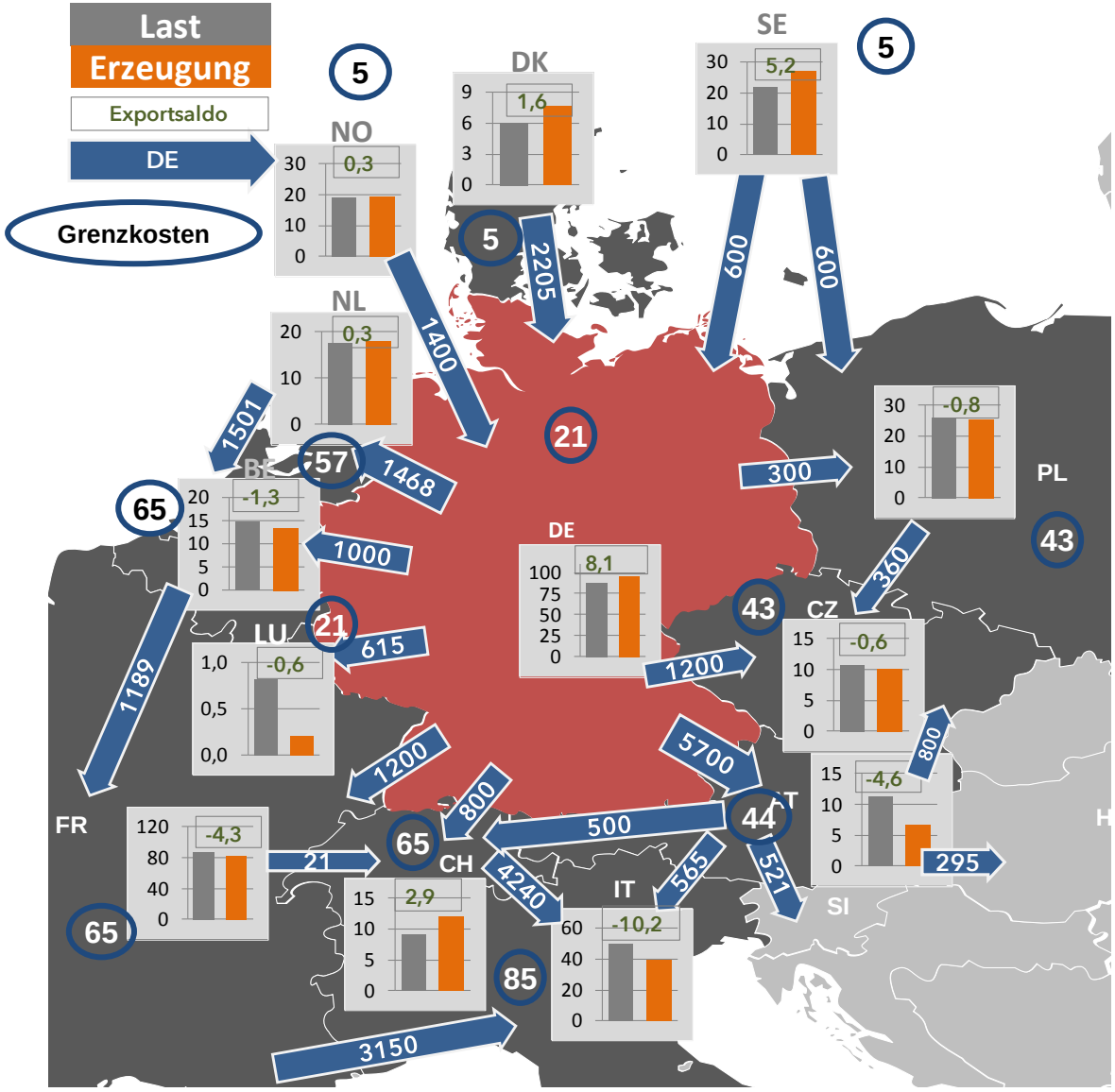
T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT – Marktsimulation – Ergebnisse

Übersicht der Ergebnisse „Starkwind“ t+5 mit/ohne NTC DE-AT 5,7 GW

	(t+5)	(t+5) NTC DE-AT 5,7 GW
Last (exkl. HöS-Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW
Summe konv. KW in DE	43,3 GW	40,7 GW
davon Turbinierbetrieb PSW	1,7 GW (gen.)	0,0 GW
Pumpbetrieb PSW	0,0 GW	- 0,3 GW (pump.)
Summe EE-Erzeugung	55,3 GW	55,3 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	42,2 GW / 5,7 GW	42,2 GW / 5,7 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE-Erzeugung	98,7 GW	95,8 GW
Handelssaldo	11,0 GW (Export)	8,1 GW (Export)
HöS-Netzverluste	1,7 GW	1,7 GW
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	8,2 GW	8,2 GW
davon Nord-DE	4,9 GW	4,9 GW
davon Süd-DE	3,3 GW	3,3 GW

T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

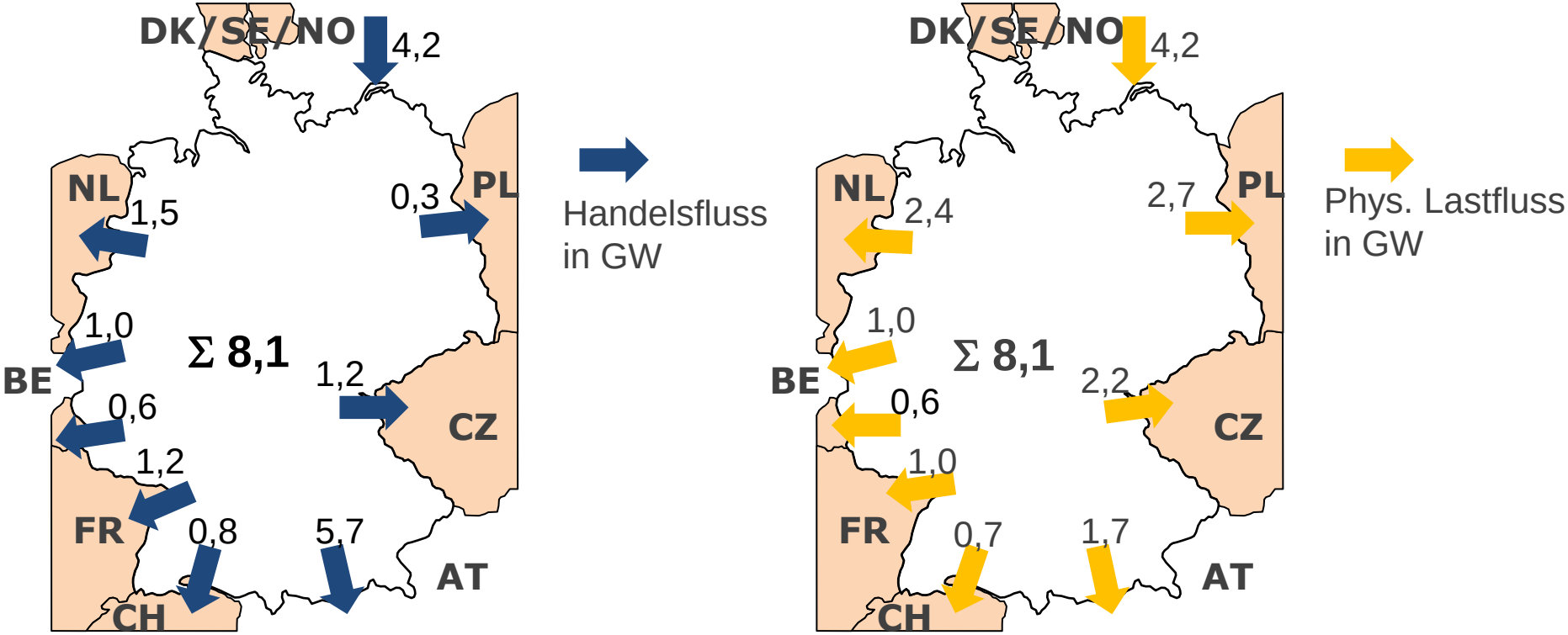
Austauschsituation Deutschlands: t+5 Starkwind + Engpasswert DE-AT 5,7 GW



T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

Marktergebnis und physikalische Flüsse (vor Gegenmaßnahmen)

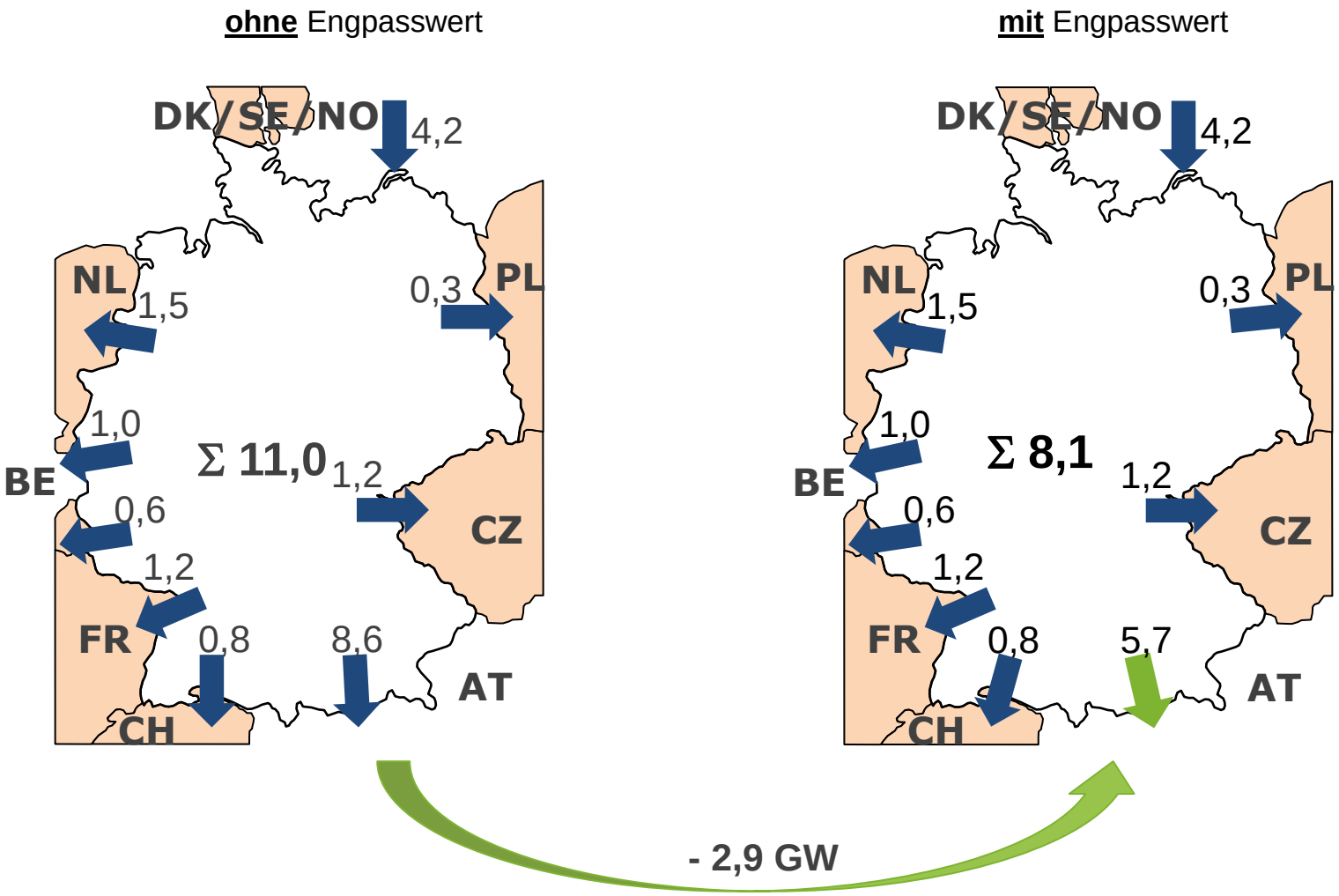
Angaben in GW



T+5, Starkwind

Vergleich Marktergebnis mit und ohne Engpasswert DE-AT (vor Gegenmaßnahmen)

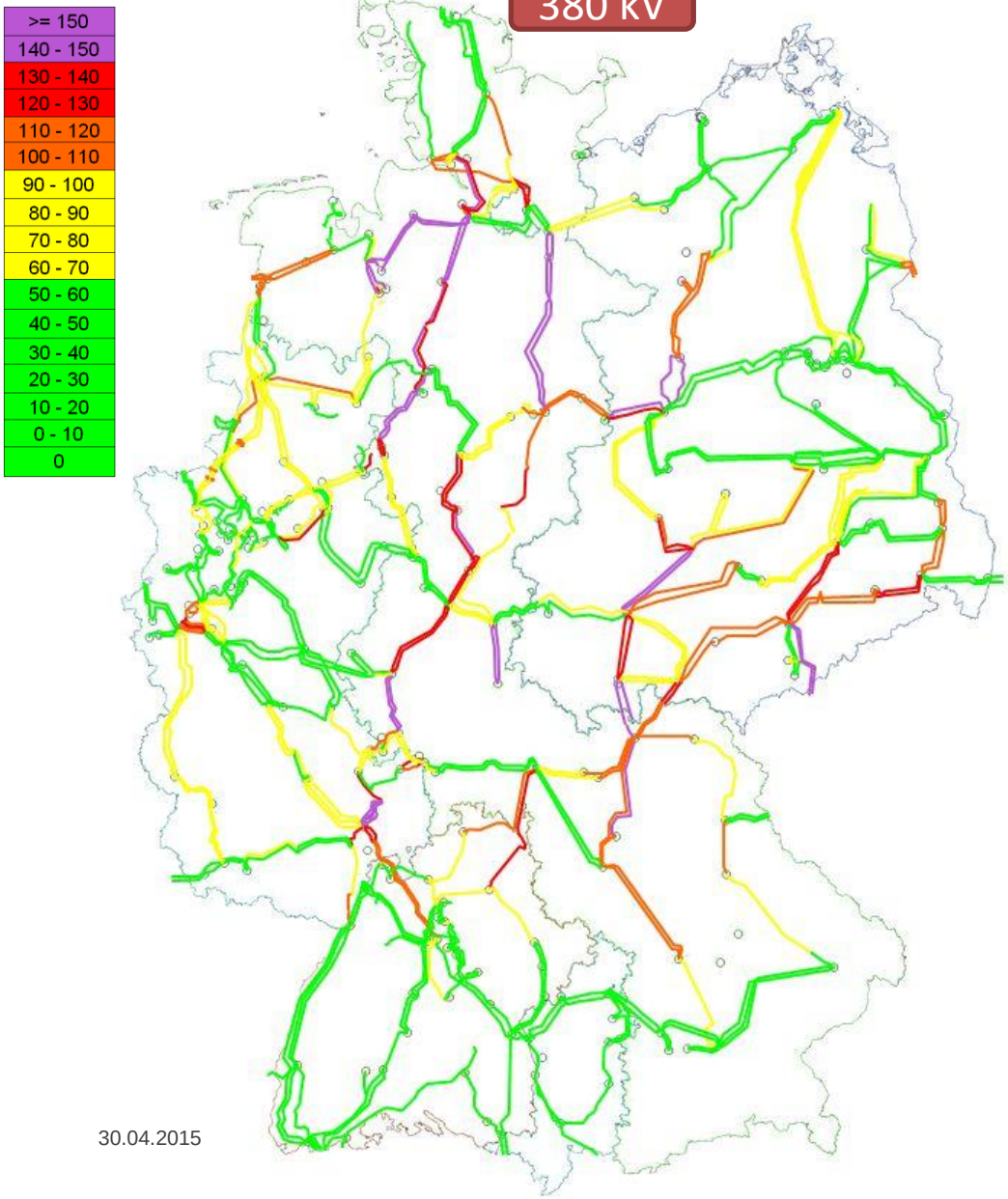
Angaben in GW

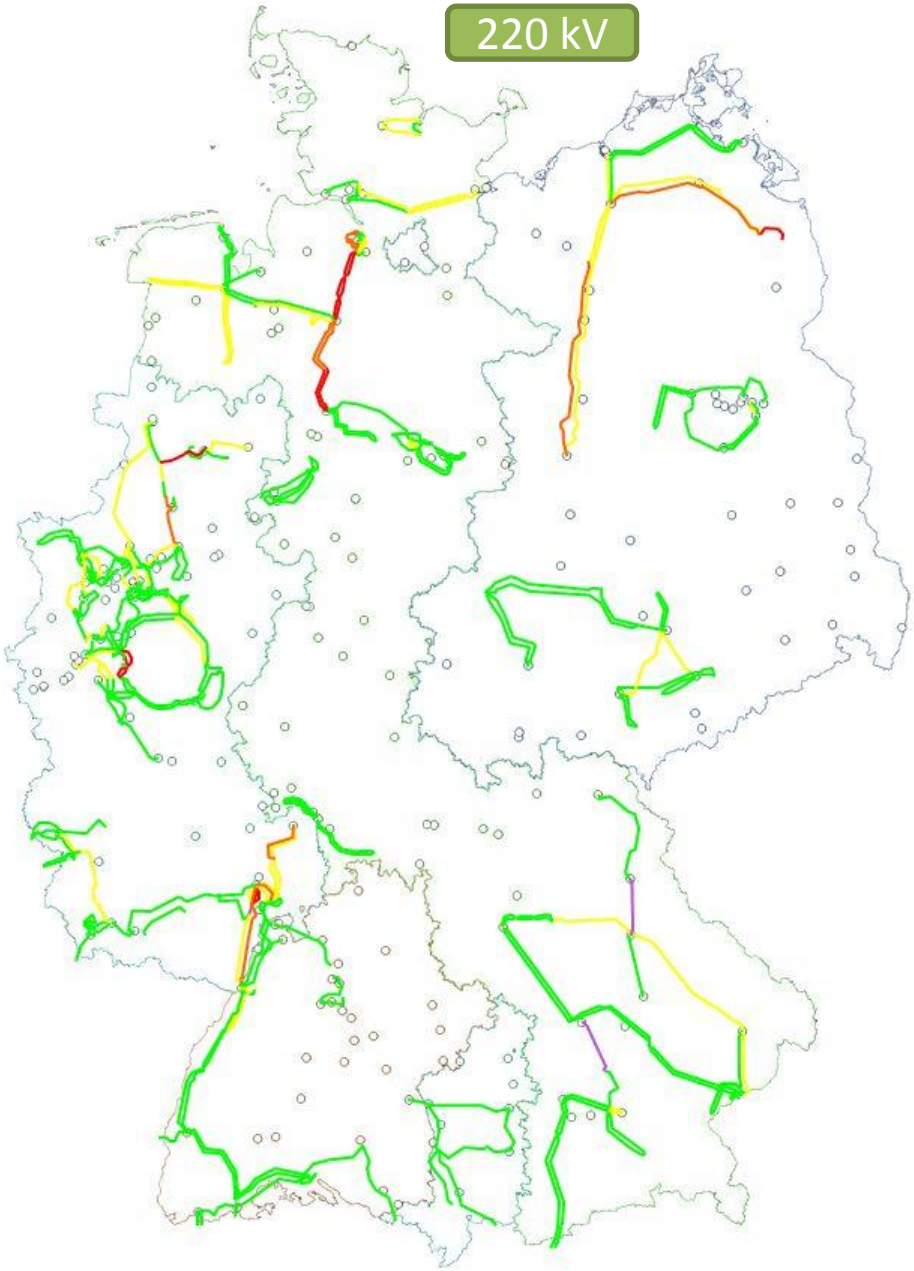


T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen

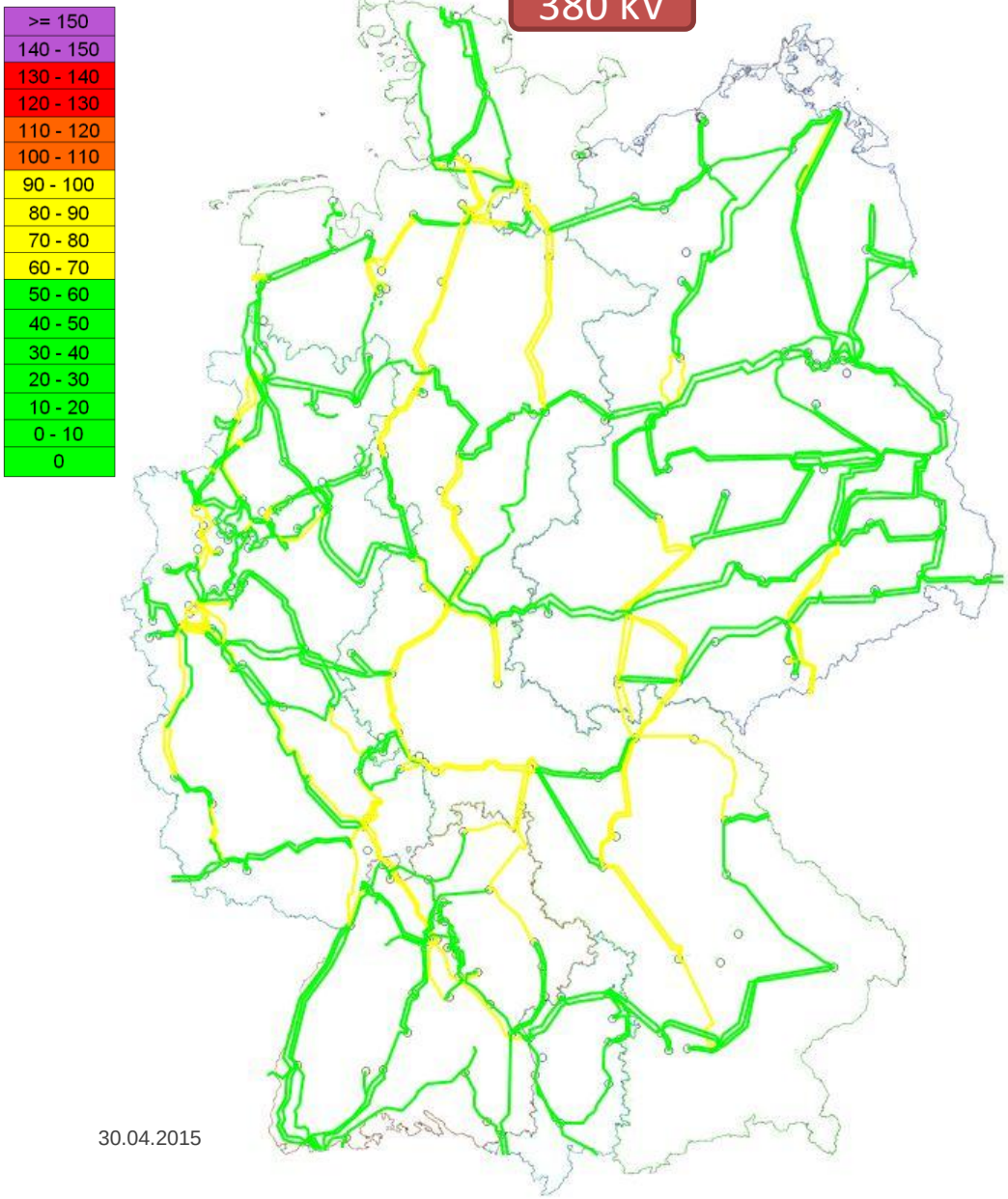


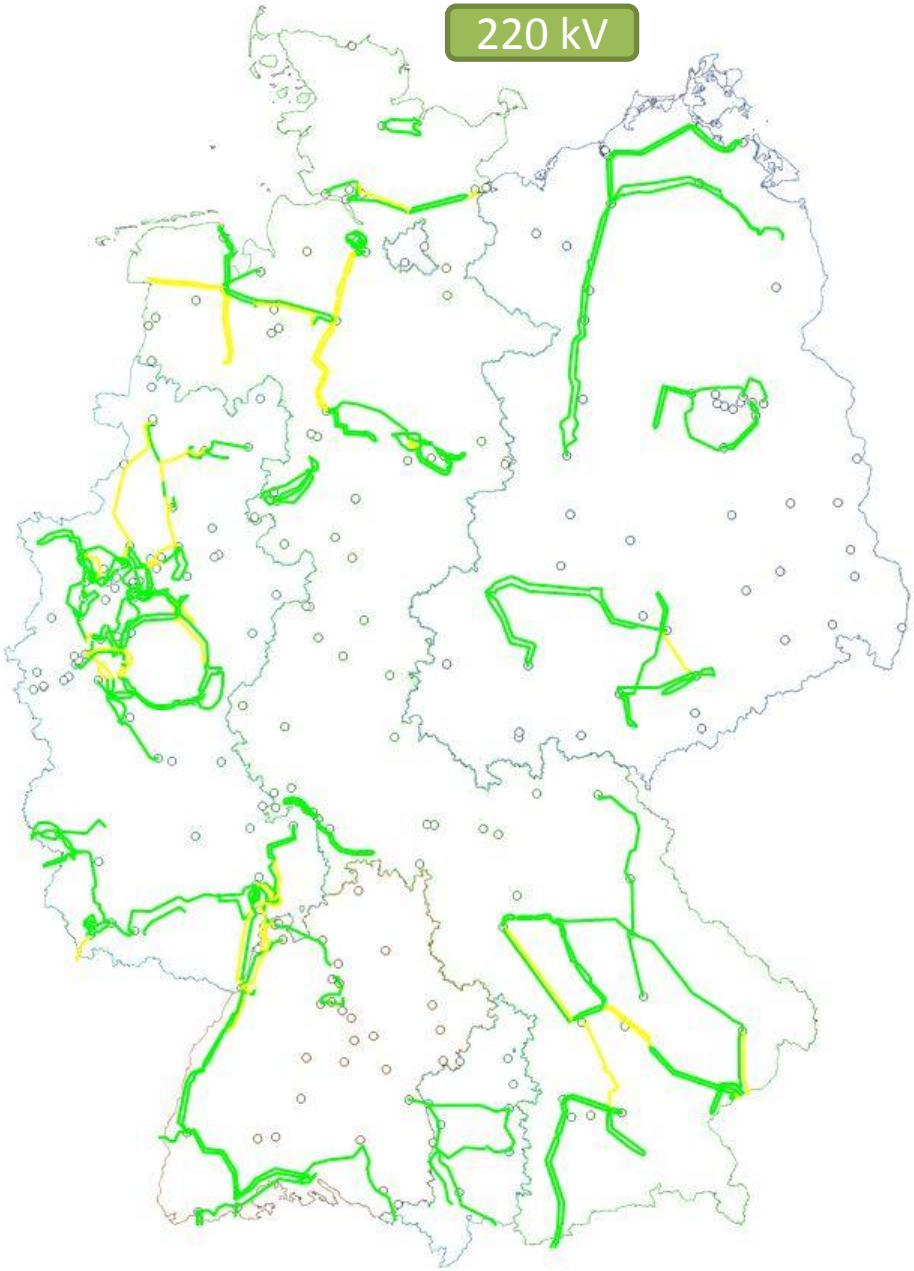


T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen



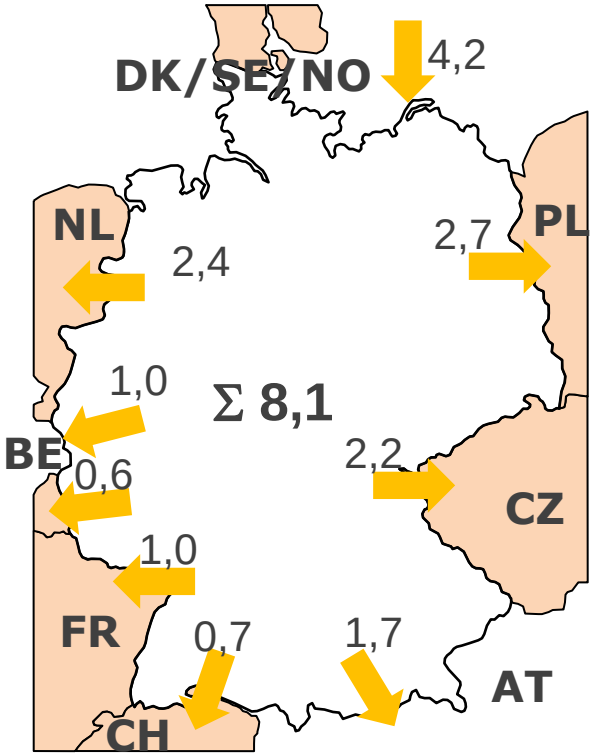


T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

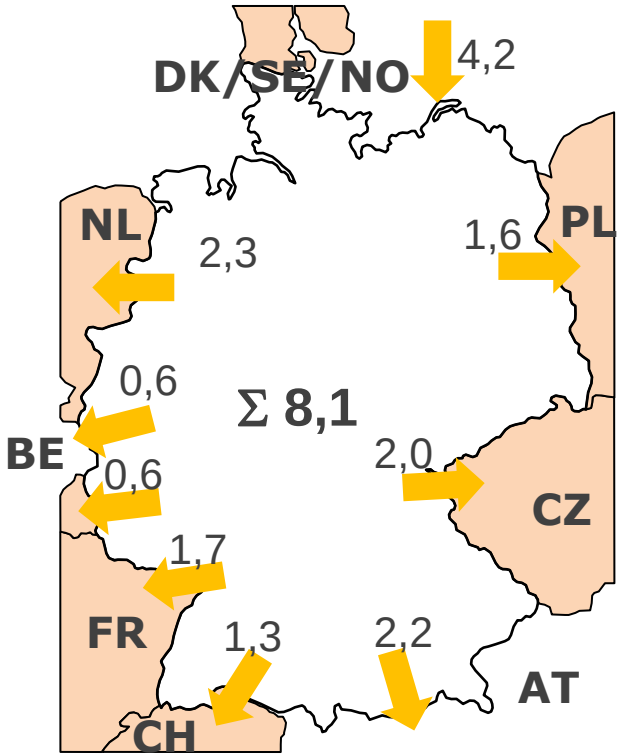
Vergleich physikalische Flüsse

Angaben in GW

vor Gegenmaßnahmen



nach Gegenmaßnahmen



Zusammenfassung

T+5, Starkwind, Sensitivität Engpasswert DE-AT

- **Ein Engpasswert DE→AT ist ein wirksames Instrument, um den notwendigen, gesicherten RD-Bedarf im südlichen Ausland zu reduzieren.**

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- **Reservekraftwerksbedarf**
- Fazit / Ausblick

Empfehlung von Bedarfswerten für das Interessensbekundungsverfahren (IBV)

In den Systemanalysen ermittelter Reservekraftwerksbedarf

- ohne Berücksichtigung weiterer kurativer, bzw. präventiver Maßnahmen

Zeitraum	Bedarf	Bereits kontrahiert	Zu beschaffen
Winter 2015/16 (t+1)*	6,7 – **7,8** GW	6,4 GW**	0,5** – **1,4** GW
Winter 2016/17 (t+2)*	6,7 – **8,2** GW	2,7 GW	4,0 – **5,5** GW
Winter 2019/20 (t+5)	**6,1** GW	*Zeitraum liegt außerhalb der Geltungsfrist der Reservekraftwerksverordnung*	

* Kontrahierungsmenge abhängig von der geographischen Lage der im IBV angebotenen Kraftwerke

** ResKW Ingolstadt konnte aufgrund regionaler Netzengpässe nicht vollständig einspeisen, daher sind 6,2 GW statt 6,4 GW verfügbar und 0,5 GW statt 0,3 GW zu beschaffen.

Status der Ermittlung von Auswirkungen zusätzlicher Maßnahmen auf den Reservekraftwerksbedarf

- Die Prüfung der Möglichkeiten hinsichtlich des Einsatzes **zusätzlicher kurativer Maßnahmen** (gesicherter Redispatch in AT und PL) läuft und dauert über den 31.03.2015 hinaus an.
- Die Prüfung der Möglichkeiten **präventiver Maßnahmen an den deutschen Außengrenzen** findet im Rahmen zusätzlicher Analysen statt: Hinsichtlich Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung werden Ergebnisse im April 2015 erwartet. In Bezug auf eine Engpassbewirtschaftung an der Grenze DE/AT werden gemeinsame Analysen mit APG im Rahmen der Netzsicherheitskooperation DE/AT durchgeführt. Die Ergebnisse sind für Ende Q2/2015 zu erwarten.
- Die Prüfung der Möglichkeiten **präventiver marktbezogener Maßnahmen** in Abstimmung mit BNetzA dauert derzeit an.

Agenda

- Executive Summary
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
- Vorgehensweise / Methodik BA 2015
- Eingangsparameter
- Identifikation von Grenzsituationen
- Marktsimulation
- Netzanalysen
- Reservekraftwerksbedarf
- **Fazit / Ausblick**

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (I)

Alternative kurative Maßnahmen

- Eine hohe Sensitivität auf die Leistungsflüsse DE – PL wäre durch cross-border Redispatch mit polnischen Kraftwerken gegeben. Dies ist durch die betriebliche Praxis und indikative Untersuchungen in den Systemanalysen belegt.
  - **Aber:** Bereits heute kann es in vergleichbaren Situationen vorkommen, dass das Hochfahren polnischer Kraftwerke zu Netzengpässen in und zwischen PL und CZ führt. Daher ist die Verlässlichkeit dieses Redispatchpotenzials im Sinne einer gesichert verfügbaren Reserve – neben möglicher regulatorischer Vorbehalte in diesen Ländern – grundsätzlich in Frage zustellen. Die deutschen ÜNB haben im Rahmen der Systemanalysen keine Möglichkeit die Einhaltung der Systemsicherheit in ausländischen Netzen zu prüfen.
  - Des Weiteren führt der zukünftige Einsatz der Phasenschieber an den Kuppellleitungen DE – PL/CZ wiederum zu einer Zunahme der innerdeutschen Nord-Süd-Leistungsflüsse. Damit kann davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an Redispatchpotenzial im südlichen Ausland wieder zunimmt.

- Erschließung von gesichertem Redispatch-Potenzial in AT im Rahmen der Netzsicherheits-kooperation DE-AT als flankierende „Sowieso“-Maßnahme
  - Auf marktbsiertes Redispatchpotenzial in AT wird bereits heute nach Können und Vermögen zurückgegriffen
  - Abstimmungsgremien (Netzsicherheitskooperation DE-AT, Beteiligte: DE-ÜNB, APG, BnetzA und e-control) sowie entsprechende Verträge (TenneT-APG) existieren bereits

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (II)

Präventive Maßnahmen (I)

- Neben **kurativen Maßnahmen („Wie nimmt man Druck aus dem Kessel?“)** müssen angesichts der Entwicklungen zunehmend auch **präventive Maßnahmen („Wie sorgt man dafür, dass unzulässiger Druck im Kessel gar nicht erst aufkommt?“)** in den Fokus der Betrachtungen rücken.

- Als präventive Maßnahmen kommen aus Sicht der ÜNB grundsätzlich in Frage:

  - Maßnahmen, die ausgehend von bekannten Prozesse auf Initiative der ÜNB ergriffen werden können
    - Kapazitätseinschränkung an lastflussrelevanten Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung und Countertrading/Curtailment
    - Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der Grenze DE – AT

  - Maßnahmen, die teilweise neue Prozesse und Änderungen des gesetzlich-regulatorischen Rahmens bedingen
    - Vermarktungsverbot für konventionelle Erzeugung
    - Präventive Beschaffung von Redispatchmengen am deutschen Markt (SiV)
    - Präventive Kappung der Windeinspeisung in der Direktvermarktung

Weiterentwicklung des Portfolios der Gegenmaßnahmen erforderlich (III)

Präventive Maßnahmen (II)

- Die präventiven Gegenmaßnahmen ersetzen die kurativen Optionen nicht vollständig. Sie sind aber dazu geeignet, diese auf ein volkswirtschaftlich effizientes und betrieblich vertretbares Maß zu begrenzen. Der erforderliche Umfang der präventiven Maßnahmen muss in entsprechenden Sensitivitätsanalysen außerhalb der gesetzlichen Systemanalysen näher bestimmt werden.

- Die präventiven Gegenmaßnahmen komplettieren damit das Portfolio der marktbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit.

Netzausbau als nachhaltige Lösung

- Längerfristig ist der bedarfsgerechte Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich. Das Portfolio der kurativen und präventiven Maßnahmen stellt eine Überbrückungslösung dar, die insbesondere ein Auseinanderfallen der einheitlichen Preiszone in Deutschland verhindern soll.

Nächste Schritte

- Die ÜNB intensivieren im Rahmen der Netzsicherheitskooperation DE-AT die Bemühungen um ein **gesichertes Redispatchpotenzial** in AT mit dem Ziel einer Verfügbarkeit im Winter 2015/16.

- Die ÜNB suchen das Gespräch mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zur Erschließung von gesichertem Redispatchpotenzial in PL.

- Die ÜNB analysieren gemeinsam mit APG die Auswirkungen der **Einführung einer Engpassbewirtschaftung an Grenze DE-AT** auf das Marktgeschehen und die Netzsituation. Die entsprechenden Untersuchungen wurden bereits im Rahmen der Netzsicherheits-kooperation DE-AT für das 2. Quartal 2015 vereinbart. Ein kick-off Gespräch zur Detaillierung des Arbeitsprogramms und Festlegung eines Projektplans hat bereits stattgefunden.

- Die ÜNB analysieren die Wirksamkeit von weitergehenden **Kapazitätseinschränkungen an lastflussrelevanten Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung** (Import- und Exportseite) mit dem Ziel, bei bestehendem Exportüberschuss Deutschlands den damit erzielbaren Einfluss auf die Höhe des Reservekraftwerksbedarfs in der Situation Starklast/Starkwind z. B. durch Beschränkung der Leistungsimporte aus Skandinavien zu ermitteln. Die Untersuchungen starten unmittelbar nach Abgabe der Ergebnisse der Systemanalysen 2015 an die BNetzA und benötigen ca. 3 Wochen.

- Die ÜNB regen an, gemeinsam mit der BNetzA die für eine Etablierung präventiver marktbezogener Maßnahmen erforderlichen Anpassungen im Ordnungsrahmen beim Verordnungsgeber zu adressieren.

Anhang A – Betrachtungen zum NTC DE-CH

Starkwind t+1 - Sensitivitätsuntersuchung NTC CH

Sensitivität NTC-Erhöhung DE→CH

- **Nachträgliche Korrektur des NTC-Wertes von DE→CH von 593 MW auf 800 MW**
- **Grenzkostenvergleich (s.links) lässt eine vollständige Ausnutzung des erhöhten NTCs im Marktergebnis vermuten**
- **Höherer Fluss DE→CH führt zu höherem Nord→Süd-Transit**

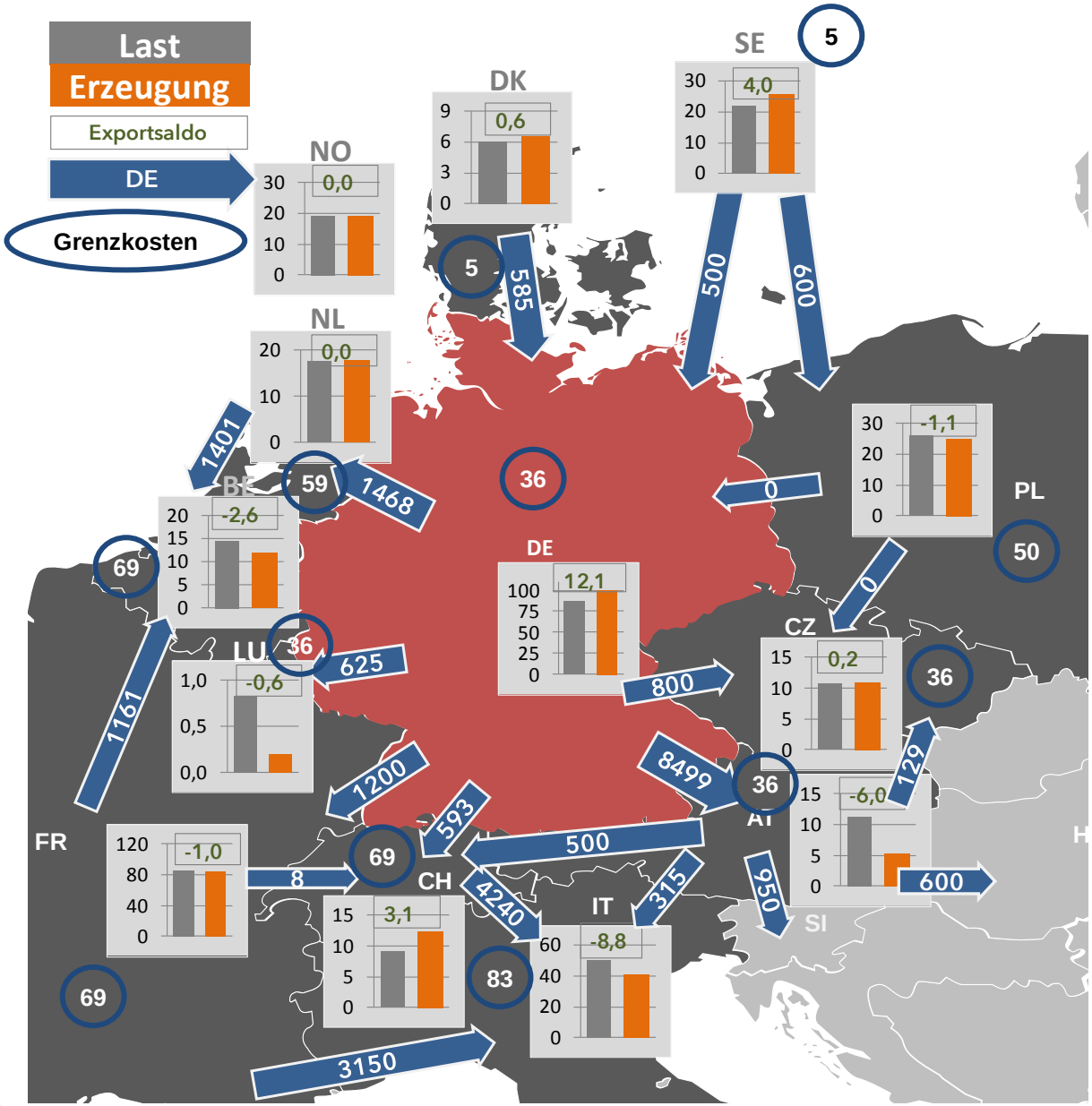
➔ **Erhöhung des notwendigen Reserve-KW-Bedarfs zu erwarten**

- **Vereinfachte Sensitivitätsrechnung mit erhöhtem NTC DE→CH erforderlich**
  - Worst-Case-Ansatz: Reduzierte Leistungseinspeisung in CH wird in DE ersetzt
  - Annahme, dass dazu eingesetzte Kraftwerksleistung in DE über modellierte Redispatchmaßnahmen entweder hoch- oder heruntergefahren wurde

  ➔ Ein marktbasierter Einsatz dieser KW-Leistung führt zu geringerem Potential an WEA-Abregelung für Redispatch

➔ **Ansatz: Reduktion der KW-Einspeisung in CH wird durch Rücknahme der modellierten WEA-Abregelung in DE ausgeglichen**

➔ **Erneute Bestimmung des Reserve-KW-Bedarfs**

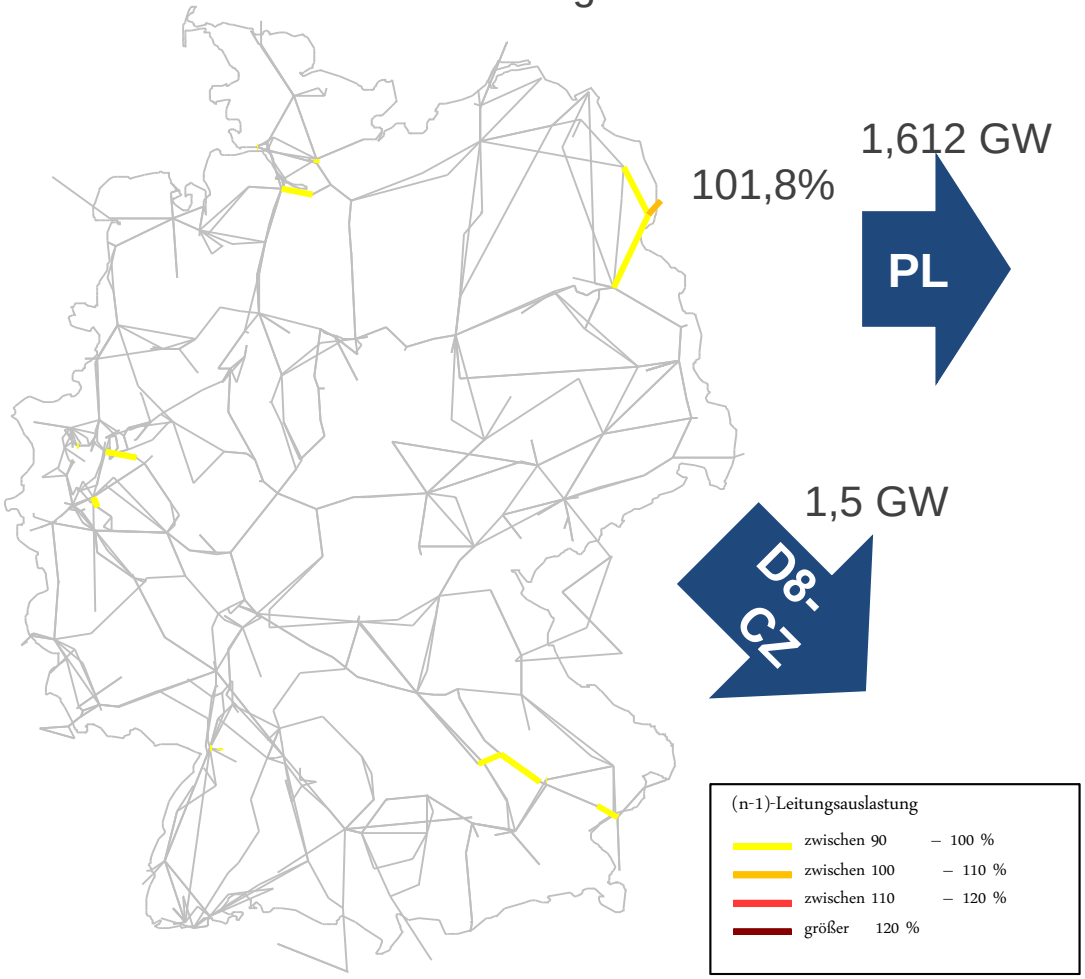


Starkwind t+1 - Sensitivitätsuntersuchung NTC CH

Situation nach Erhöhung des NTC DE→CH

- **Sensitivitätsrechnung aufbauend auf Situation nach Einsatz nicht kontrahierter Reserve-KW in AT und IT (→engpassfreies Netz)**
- **Verringerung der KW-Einspeisung in CH um 207 MW**
- **Rücknahme WEA-Abregelung mit geringster Wirkung auf Engpässe in DE:**
  - 51 MW Druxberge
  - 39 MW Hakenstedt/West
  - 117 MW Wolmirstedt

Situation nach Erhöhung NTC DE→CH



➔ Rücknahme der WEA-Abregelung führt zu leichter (n-1)-Überlastung der Kuppel-Leitung Vierraden – Krajnik und einer Zunahme des Querschnitts DE→PL

Starkwind t+1 - Sensitivitätsuntersuchung NTC CH

Zusätzliche Redispatchmaßnahmen

Negativer Redispatch				
Regelzone	Art	von [MW]	nach [MW]	Delta
50HzT	Konventionelle KW			0
50HzT	Pumpspeicher	528	528	0
50HzT	Offshore-WEA	0	0	0
50HzT	Onshore-WEA	5.404	5.267	-137
Summe				-137
TenneT	Konventionelle KW			0
TenneT	Pumpspeicher	182	182	0
TenneT	Offshore-WEA	2.920	2.920	0
TenneT	Onshore-WEA	12.203	12.203	0
Summe				0
Gesamtsumme				-137

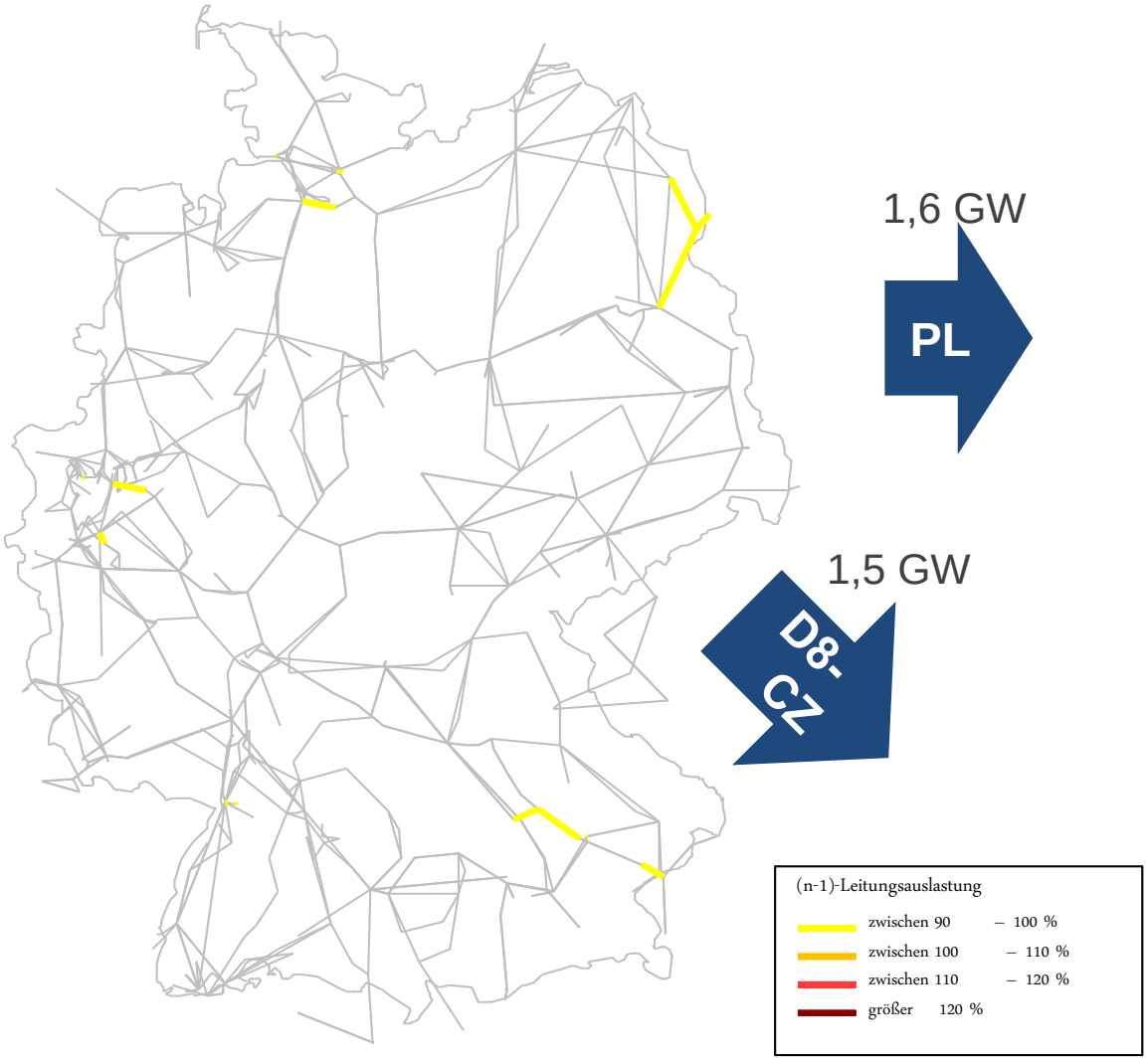
Positiver Redispatch				
Regelzone	Art	von [MW]	nach [MW]	Delta [MW]
TransnetBW	Reserve-KW	918	918	0
TenneT	Reserve-KW	1.753	1.753	0
Amprion	Reserve-KW	324	324	0
Summe				0
Österreich	Nicht kontrahierte ResKW	560	560	0
Italien	Nicht kontrahierte ResKW	707	844	137
Summe				137
				137

- Hochfahren marktb. KW
- Hochfahren Res-KW
- Herunterfahren marktb. KW
- WEA-Abregelung

- **Zusätzlicher Redispatchbedarf mit nicht kontrahierten ResKW in Italien von ca. 140 MW**

Starkwind t+1 - Sensitivitätsuntersuchung NTC CH

Situation nach zusätzlichem Redispatch



- **Einordnung der Ergebnisse:**
  - Erwartungsgemäß steigender Reservekraftwerksbedarf bei Erhöhung des NTC DE→CH
  - Anhebung des NTC's nicht 1:1 auf zusätzlichen Reserve-KW-Bedarf in Italien übertragbar, da Wirksamkeit italienischer KW besser als KW in CH
    (Wirksamkeit KW in CH liegt somit bei ca. 66 % im Vergleich zu italienischen Reserve-Kraftwerken)

Anhang B – Konventionelle Erzeugung

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark DE (In- und Ausland) – Kraftwerkspark Winter 15/16

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Nettoengpassleistung t+1 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Baden-Württemberg	2712	0	4583	1233	310	167	63	1873	10941
Bayern	3982	2	739	4072	267	72	189	390	9713
Berlin	0	164	663	1005	327	1	20	0	2180
Brandenburg	0	4370	0	926	338	209	112	0	5955
Bremen	0	0	767	484	80	160	88	0	1579
Hamburg	0	0	1674	215	38	0	5	0	1932
Hessen	0	33	707	1078	56	57	90	623	2644
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	508	372	0	16	14	0	910
Niedersachsen	2689	352	2808	3488	105	290	75	220	10027
Nordrhein-Westfalen	0	10189	10558	5866	325	1622	336	291	29188
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1664	11	64	83	0	1836
Saarland	0	0	2156	153	1	113	22	0	2444
Sachsen	0	4346	1	788	23	79	15	1085	6336
Sachsen-Anhalt	0	1099	0	858	229	68	147	80	2482
Schleswig-Holstein	1410	0	629	191	597	53	29	119	3028
Thüringen	0	2	0	590	3	41	6	1509	2152
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1291	1291
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	1497	1497
Summe	**10793**	**20558**	**25805**	**22983**	**2712**	**3010**	**1294**	**8978**	**96133**

Nettoengpassleistung t+1 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe Markt
Nord	4099	20554	17608	15207	2118	2570	869	5218	68244
Süd	6694	4	8197	7776	594	440	425	3760	27890
Summe	**10793**	**20558**	**25805**	**22983**	**2712**	**3010**	**1294**	**8978**	**96133**

Hinweis: Leistungen ohne Speicherwasser in AT (185MW)

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

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark DE (In- und Ausland) – Kraftwerkspark Winter 16/17

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Nettoengpassleistung t+2 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Baden-Württemberg	2712	0	4583	1233	310	167	63	1873	10941
Bayern	3982	2	739	3249	267	72	189	390	8890
Berlin	0	164	663	960	327	1	20	0	2135
Brandenburg	0	4370	0	926	338	209	112	0	5955
Bremen	0	0	767	484	80	160	88	0	1579
Hamburg	0	0	1674	215	38	0	5	0	1932
Hessen	0	33	730	1078	56	57	90	623	2667
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	508	372	0	16	14	0	910
Niedersachsen	2689	352	2808	3488	105	290	75	220	10027
Nordrhein-Westfalen	0	10189	10293	6806	325	1622	336	291	29863
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1664	11	64	83	0	1836
Saarland	0	0	2156	153	1	113	22	0	2444
Sachsen	0	4346	1	788	23	79	15	1085	6336
Sachsen-Anhalt	0	1099	0	858	229	68	147	80	2482
Schleswig-Holstein	1410	0	306	391	597	53	29	119	2905
Thüringen	0	2	0	590	3	41	6	1509	2152
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1291	1291
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	1497	1497
Summe	**10793**	**20558**	**25240**	**23255**	**2712**	**3010**	**1294**	**8978**	**95840**

Nettoengpassleistung t+2 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe Markt
Nord	4099	20554	17043	16302	2118	2570	869	5218	68774
Süd	6694	4	8197	6953	594	440	425	3760	27067
Summe	**10793**	**20558**	**25240**	**23255**	**2712**	**3010**	**1294**	**8978**	**95840**

Hinweis: Leistungen ohne Speicherwasser in AT (185MW)

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark DE (In- und Ausland) – Kraftwerkspark Winter 19/20

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Nettoengpassleistung t+5 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe
Baden-Württemberg	1310	0	4583	1045	310	167	63	1830	9308
Bayern	2698	2	739	3266	267	72	189	550	7783
Berlin	0	164	663	1260	327	1	20	0	2435
Brandenburg	0	4370	0	1383	338	209	112	0	6412
Bremen	0	0	767	484	80	160	88	0	1579
Hamburg	0	0	1674	215	38	0	5	0	1932
Hessen	0	33	730	1078	56	57	90	623	2667
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	508	372	0	16	14	0	910
Niedersachsen	2689	352	2808	3521	105	290	75	220	10060
Nordrhein-Westfalen	0	10189	9576	7276	325	1622	336	153	29477
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1664	11	64	83	0	1836
Saarland	0	0	2156	153	1	113	22	0	2444
Sachsen	0	4297	1	808	23	79	15	1045	6268
Sachsen-Anhalt	0	1099	0	988	229	68	147	80	2612
Schleswig-Holstein	1410	0	306	591	597	53	29	119	3105
Thüringen	0	2	0	590	3	41	6	1509	2152
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1291	1291
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	1886	1886
Summe	**8107**	**20509**	**24523**	**24694**	**2712**	**3010**	**1294**	**9306**	**94155**

Nettoengpassleistung t+5 [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Sonstige	Abfall	Pumpspeicher	Summe Markt
Nord	4099	20505	16325	17912	2118	2570	869	5040	69439
Süd	4008	4	8197	6782	594	440	425	4266	24716
Summe	**8107**	**20509**	**24523**	**24694**	**2712**	**3010**	**1294**	**9306**	**94155**

Hinweis: Leistungen ohne Speicherwasser in AT (185MW)

Eingangsparameter – Kraftwerkspark

Kraftwerkspark AT (konventionelle und erneuerbare Erzeugung)

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Installierte Leistung [GW]	t+1	t+2	t+5
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1,2	1,0	1,0
Gas	5,1	5,1	5,1
Öl	0,2	0,2	0,2
Speicher *	6,7	6,7	6,7
Sonstige konv.	0,6	0,6	0,6
Summe konv.	**13,7**	**13,5**	**13,5**
Wind onshore	2,6	3,2	3,9
Wind offshore	0,0	0,0	0,0
PV	1,0	1,2	2,0
Biomasse	0,5	0,5	0,5
Laufwasser	5,6	5,7	5,9
Sonstige EE	0,1	0,1	0,1
Summe EE	**9,8**	**10,8**	**12,5**
Summe Gesamt	**23,5**	**24,3**	**26,0**
Last	12,0	12,0	12,0

* beinhaltet PSW, Tages-, Wochen- und Saisonspeicher

Eingangsparameter – Nichtverfügbarkeit

Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerksblöcken – t+1

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

AT				Summe:	2100	MW
KW	**Blockname**	**interne Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Kraftwerk Riedersbach 2	KW Riedersbach 2 G2	AT0004	168	168		Steinkohle
KW Simmering	Simmering 1	AT0117	836	836		Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	AT0122	100	100		Erdgas
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	AT0132	122	27	Teilausfall	Mineralölprodukte
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	AT0123	114	114		Erdgas
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	AT0067	416	120	Teilausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	AT0098	240	120	Teilausfall	Pumpspeicher
Häusling	Häusling 11 & 12	AT0072	360	360		Pumpspeicher
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	AT0085	120	120		Pumpspeicher
Gerlos 2	Gerlos II	AT0068	135	135		Speicherwasser

Süden				Summe:	3311,8	MW
KW	**Blockname**	**BNA-Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Vianden	M5	BNA0984	100	100		Pumpspeicher
Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	BNA0954	232	116	Teilausfall	Pumpspeicher
Leitzach 2	2	BNA0973	49,8	49,8		Pumpspeicher
Säckingen	1	BNA0046	90	90		Pumpspeicher
Ulrich Hartmann (Irsching)	4	BNA0995	545	545		Erdgas
Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4 GT+DT	BNA0514	353	353		Erdgas
Weiher	C	BNA0820	656	656		Steinkohle
KK Philippsburg	2	BNA0802	1402	1402		Kernenergie

Norden				Summe:	4206,7	MW
KW	**Blockname**	**BNA-Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Markersbach	PSS F	BNA0657	174,2	174,2		Pumpspeicher
Koepchenwerk	Koepchenwerk	BNA0443	153	153		Pumpspeicher
Buschhaus	D	BNA0439	352	352		Braunkohle
KW Jänschwalde	A	BNA0785	465	465		Braunkohle
Weisweiler	H	BNA1028	592	592		Braunkohle
Emden Gas		BNA0245a	50	50		Erdgas
Emsland	B0	BNA0604	359	359		Erdgas
Knapsack Gas	GT 12	BNA0548a	260	260		Erdgas
Lichterfelde	Lichterfelde 1	BNA0075	115	115		Erdgas
GKL Hannover	GKL	BNA0418	210	135	Teilausfall	Erdgas
DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	HKW Dresden-Nossener Brücke	BNA0207	250	115	Teilausfall	Erdgas
Moorburg	B	BNAP012	760	760		Steinkohle
KW Lünen	Lünen 6	BNA0618	149	149		Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	BNA0087	247,5	247,5		Steinkohle
Farge	Farge	BNA0147	350	200	Teilausfall	Steinkohle
KW Mittelsbüren	GT 3	BNA0141	80	80		Mineralölprodukte

Eingangsparameter – Nichtverfügbarkeit

Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerksblöcken – t+2

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

AT				Summe:	2100	MW
KW	**Blockname**	**interne Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Kraftwerk Dürnrohr	Dürnrohr Block 2	AT0014	352	160	Teilausfall	Steinkohle
KW Simmering	Simmering 1	AT0117	836	836		Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	AT0122	100	100		Erdgas
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	AT0132	122	35	Teilausfall	Mineralölprodukte
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	AT0123	114	114		Erdgas
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	AT0067	416	120	Teilausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	AT0098	240	120	Teilausfall	Pumpspeicher
Häusling	Häusling 11 & 12	AT0072	360	360		Pumpspeicher
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	AT0085	120	120		Pumpspeicher
Gerlos 2	Gerlos II	AT0068	135	135		Speicherwasser

Süden				Summe:	3356,8	MW
KW	**Blockname**	**BNA-Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Vianden	M5	BNA0984	100	100		Pumpspeicher
Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	BNA0954	232	116	Teilausfall	Pumpspeicher
Leitzach 2	2	BNA0973	49,8	49,8		Pumpspeicher
Säckingen	1	BNA0046	90	90		Pumpspeicher
Ulrich Hartmann (Irsching)	4	BNA0995	545	545		Erdgas
Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4 GT+DT	BNA0514	353	353		Erdgas
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	BNA0936	45	45		Steinkohle
Weiher	C	BNA0820	656	656		Steinkohle
KK Philippsburg	2	BNA0802	1402	1402		Kernenergie

Norden				Summe:	4806	MW
KW	**Blockname**	**BNA-Nr**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Markersbach	PSS F	BNA0657	174,2	174,2		Pumpspeicher
Koepchenwerk	Koepchenwerk	BNA0443	153	153		Pumpspeicher
HKW Chemnitz Nord II	Block C	BNA0179	64	64		Braunkohle
P&L Werk Jülich	Kessel 5	BNA1164	22,1	22,1		Braunkohle
Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	BNA0292	113	113		Braunkohle
Buschhaus	D	BNA0439	352	352		Braunkohle
KW Jänschwalde	A	BNA0785	465	465		Braunkohle
Weisweiler	H	BNA1028	592	592		Braunkohle
Emden Gas		BNA0245a	50	50		Erdgas
Emsland	B0	BNA0604	359	359		Erdgas
Knapsack Gas	GT 12	BNA0548a	260	260		Erdgas
Lichterfelde	Lichterfelde 1	BNA0075	115	115		Erdgas
GKL Hannover	GKL	BNA0418	210	135	Teilausfall	Erdgas
DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	HKW Dresden-Nossener Brücke	BNA0207	250	115	Teilausfall	Erdgas
GT	Block E GTE1	BNA0221b	66,7	66,7		Erdgas
Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	BNA0117b	67	67		Erdgas
Thyrow	GT A	BNA0738	36,5	36,5		Erdgas
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	BNAP001	444,5	200	Teilausfall	Erdgas
KW Lünen	Lünen 6	BNA0618	149	149		Steinkohle
Moorburg	B	BNAP012	760	760		Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	BNA0087	247,5	247,5		Steinkohle
Farge	Farge	BNA0147	350	230	Teilausfall	Steinkohle
KW Mittelsbüren	GT 3	BNA0141	80	80		Mineralölprodukte

Eingangsparameter – Nichtverfügbarkeit

Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkblöcken – t+5

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

AT				Summe:	2036	MW
KW	**Blockname**	**interne Nr.**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Kraftwerk Dürnrohr	Dürnrohr Block 2	AT0014	352	160	Teilausfall	Steinkohle
KW Simmering	Simmering 1	AT0117	836	836		Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	AT0121	100	100		Erdgas
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	AT0132	122	35	Teilausfall	Mineralölprodukte
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	AT0121	114	114		Erdgas
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	AT0066	416	56	Teilausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	AT0098	240	120	Teilausfall	PSW
Häusling	Häusling 11 & 12	AT0072	360	360		PSW
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	AT0085	120	120		PSW
Gerlos 2	Gerlos II	AT0068	135	135		Speicherwasser

Süden				Summe:	3329,8	MW
KW	**Blockname**	**BNA-ID**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Vianden	M5	BNA986	100	100		Pumpspeicher
Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	BNA0954	232	124	Teilausfall	Pumpspeicher
Leitzach 2	2	BNA0973	49,8	49,8		Pumpspeicher
Säckingen	1	BNA0046	90	90		Pumpspeicher
Ulrich Hartmann (Irsching)	4	BNA0995	545	545		Erdgas
Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4S	BNA0514	118	118		Erdgas
Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4a DT	BNA0514	235	235		Erdgas
GTKW Darmstadt		BNA1487	95	57	Teilausfall	Erdgas
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	BNA0936	45	45		Steinkohle
Weiher	C	BNA0820	656	656		Steinkohle
Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	BNA0686	1310	1310		Kernenergie

Norden				Summe:	4864	MW
KW	**Blockname**	**BNA-ID**	**Netto-Engpassleistung**	**angenommene NV**	**Ausfallart**	**Primärenergie**
Markersbach	PSS F	BNA0657	174,2	174,2		Pumpspeicher
Koepchenwerk	Koepchenwerk	BNA0443	153	153		Pumpspeicher
HKW Chemnitz Nord II	Block C	BNA0179	64	64		Braunkohle
P&L Werk Jülich	Kessel 5	BNA1164	22,1	22,1		Braunkohle
Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	BNA0292	113	113		Braunkohle
Buschhaus	D	BNA0439	352	352		Braunkohle
KW Jänschwalde	A	BNA0785	465	465		Braunkohle
Weisweiler	H	BNA1028	592	592		Braunkohle
Emden Gas		BNA0245a	50	50		Erdgas
Emsland	B0	BNA0604	359	359		Erdgas
Knapsack Gas	GT 12	BNA0548a	260	260		Erdgas
Ahrensfelde	GT A	BNA0005	37,5	37,5		Erdgas
Thyrow	GT E	BNA0734	37,5	37,5		Erdgas
Thyrow	GT F	BNA0735	37,5	37,5		Erdgas
GKL Hannover	GKL	BNA0418	210	135	Teilausfall	Erdgas
DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	HKW Dresden-Nossener Brücke	BNA0207	250	115	Teilausfall	Erdgas
GT	Block E GTE1	BNA0221b	66,7	66,7		Erdgas
Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	BNA0117b	67	67		Erdgas
Thyrow	GT A	BNA0738	36,5	36,5		Erdgas
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	BNAP001	444,5	140,5	Teilausfall	Erdgas
KW Lünen	Lünen 6	BNA0618	149	149		Steinkohle
Moorburg	B	BNAP012	760	760		Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	BNA0087	247,5	247,5		Steinkohle
Farge	Farge	BNA0147	350	350		Steinkohle
KW Mittelsbüren	GT 3	BNA0141	80	80		Mineralölprodukte

Anhang C – Erneuerbare Erzeugung

Eingangsparameter – Erneuerbare Energien

Hochrechnung der Windeinspeisung auf Basis der EEG-Mifri-Prognose t+1, t+2 und t+5

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Bundesland*	$WEA_{ist,max}$ 2011/12/13/14** [MW]	WEA_{inst} Februar 2011 [MW]	$WEA_{ist,max}$ t+1 [MW]	$WEA_{ist,max}$ t+2 [MW]	$WEA_{ist,max}$ t+5 [MW]
MV	1.385	1.620	2.614	2.902	3.549
HH	39	45	45	45	45
BB	3.636	4.218	4.892	5.171	5.675
BE	2	2	2	2	2
ST	2.932	3.477	3.692	3.852	4.253
SN	959	1.160	1.176	1.208	1.286
TH	599	698	988	1.060	1.277
NW	2.536	2.775	3.692	3.968	4.769
NI	5.593	6.096	7.463	7.809	8.838
RP	1.341	1.520	2.468	2.660	3.209
SL	92	99	250	281	331
HE	513	603	950	1.032	1.191
BY	263	536	682	728	817
BW	239	539	297	332	470
SH	2.639	3.073	4668	5.153	6.273
HB	135	143	177	180	190
Summe	22.903 (entspricht 86,1% der installierten Leistung)	26.603	**34.056** (entspricht 85,0% der installierten Leistung)	**36.384** (entspricht 84,9% der installierten Leistung)	**42.175** (entspricht 84,6% der installierten Leistung)

* Bundeslandzuordnung nach Querzweigen

** Zeitpunkt größer Faktor P_{ist}/P_{inst} in DE am 04.02.2011 um 20:15

Eingangsparameter – Erneuerbare Energien

Installierte Kapazitäten – Übersicht alle Zeithorizonte

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

	Wind Onshore			PV		
Installierte Leistung [GW]	**t+1**	**t+2**	**t+5**	**t+1**	**t+2**	**t+5**
Baden-Württemberg	0,7	0,8	1,2	5,2	5,4	6,2
Bayern	1,6	1,7	1,9	11,5	12,1	13,8
Saarland	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Rheinland-Pfalz	2,9	3,1	3,8	1,9	2,0	2,3
Nordrhein-Westfalen	4,0	4,2	5,1	4,4	4,6	5,3
Hessen	1,2	1,3	1,5	1,8	1,9	2,2
Thüringen	1,3	1,4	1,6	1,1	1,2	1,3
Niedersachsen	8,3	8,7	9,8	3,6	3,8	4,3
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	5,3	5,9	7,2	1,6	1,6	1,9
Mecklenburg-Vorpommern	3,0	3,4	4,2	1,2	1,3	1,5
Brandenburg	5,8	6,1	6,6	3,0	3,1	3,6
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Sachsen	1,1	1,1	1,2	1,6	1,6	1,9
Sachsen-Anhalt	4,5	4,7	5,2	1,7	1,8	2,1
Summe	**40,1**	**42,9**	**49,8**	**39,2**	**41,0**	**46,9**

Eingangsparameter – Erneuerbare Energien

Installierte Kapazitäten – Übersicht alle Zeithorizonte

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

	Biomasse			Wasserkraft			Sonstige			Wind Offshore		
Installierte Leistung [GW]	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5	t+1	t+2	t+5
Baden-Württemberg	0,7	0,7	0,8	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bayern	1,3	1,3	1,4	2,8	2,8	2,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,7	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,2	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	1,3	1,3	1,4	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	1,5	2,4	3,1
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	1,7
Mecklenburg-Vorpommern	0,3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	1,4
Brandenburg	0,4	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,4	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**6,6**	**6,8**	**7,3**	**4,6**	**4,6**	**4,6**	**0,6**	**0,6**	**0,6**	**3,3**	**4,2**	**6,2**

Relevante Eingangsparameter: Erneuerbare Energien

Offshorewindparks (OWP)

- **Berücksichtigung bis zum Stichtag 31.12.2015/16/19 in Betrieb genommener OWP in DE**

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

BNA-Nr.	Name des OWP	Ort	Status	$P_{OWP, inst}$ [MW]	t+1	t+2	t+5	Stromnetz-betreiber
BNA0039	BARD Offshore 1	Nordsee	in Betrieb	400	X	X	X	TenneT
BNA0730	Windpark alpha ventus	Nordsee	in Betrieb	60	X	X	X	TenneT
BNA0769	Windpark Baltic 1	Ostsee	in Betrieb	48,3	X	X	X	50Hertz
	RIFFGAT	Nordsee	In Betrieb	108	X	X	X	TenneT
	Global Tech 1	Nordsee						TenneT
	Nordsee Ost	Nordsee						TenneT
	Windpark Baltic 2	Ostsee						50Hertz
	Meerwind Süd/Ost	Nordsee						TenneT
	Borkum West II	Nordsee						TenneT
	Dan Tysk	Nordsee						TenneT
	Amrumbank West	Nordsee						TenneT
	Borkum Riffgrund 1	Nordsee						TenneT
	Butendiek	Nordsee						TenneT
	Nordergründe	Nordsee						TenneT
	Gode Wind 2	Nordsee						TenneT
	Gode Wind 1	Nordsee						TenneT
	Deutsche Bucht	Nordsee						TenneT
	Nordsee One	Nordsee						TenneT
	Wikinger	Ostsee						50Hertz
	Borkum Riffgrund 2	Nordsee						TenneT
	Sandbank	Nordsee						TenneT
	Arkona Becken Südost	Ostsee						50Hertz
	Arcadis Ost 1	Ostsee						50Hertz
			Summe:	**6226**	**3256**	**4159**	**6226**	
			davon Nordsee:	**4792**	**2920**	**3823**	**4792**	
			davon Ostsee:	**1434,3**	**336**	**336**	**1434,3**	

Anhang D – Annahmen zu NTC-Werten & Lastannahmen

Eingangsparameter – Engpassbewirtschaftung

Ermittlung der NTC-Werte (II)

[MW]		t+1			t+2		t+5	
From	To	Winter no PV, High wind	Winter no PV, no Wind	Summer moderate PV, high Wind	Winter 2016/17	Sommer 2016/17	Winter 2019/20	Sommer 2019/20
von	nach							
DE	AT							
DE	CH							
DE	CZ							
DE	DKE							
DE	DKW							
DE	FR							
DE	LU							
DE	NL							
DE	PL*							
DE	SE							
DE	NO							
DE	BE							
AT	DE							
CH	DE							
CZ	DE							
DKE	DE							
DKW	DE							
FR	DE							
LU	DE							
NL	DE							
SE	DE							
PL*	DE							
NO	DE							
BE	DE							
PL	CZ+DE+SK							
CZ+DE+SK	PL							

NTC-Werte – nach Abstimmung mit benachbarten TSOs.

* Beachte kombiniertes Profil PL <> (DE+CZ+SK)

Eingangsparameter –

Lastannahmen Europa in Grenzsituationen t+1

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

Rückmeldungen und abgestimmte Höchstlasten			Berücksichtigung der Nicht-Gleichzeitigkeit der europäischen Maximallasten	In Dunkelflaute/Starkwind gleichzeitig auftretende Last (Für konkreten Netznutzungsfall relevant)		
t+1	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last		**t+1**	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last
AT	12000	11557		AT	11794	11261
BE	14850	14437		BE	14850	14437
CH	9422	9272		CH	9408	9147
CZ	11700	11000		CZ	11611	10669
DKE	2699	2595		DKE	2663	2491
DKW	3808	3648		DKW	3757	3502
ES	45000	42750		ES	42911	42750
FI	14441	12750		FI	13626	11879
FR	102800	85300		FR	101695	85300
HU	6500	6300		HU	6478	6119
IE	4571	4476		IE	4438	4418
IT	53000	50500		IT	52558	49900
LU	885	821		LU	848	819
NI	1699	1672		NI	1696	1672
NL	18350	18200		NL	18350	17650
NO	23443	21353		NO	22133	19156
PL	26773	26773		PL	26672	26138
PT	8370	7214		PT	7109	6877
SE	26229	23259		SE	25101	21674
SI	2286	2189		SI	2264	2150
SK	4062	3798		SK	4043	3656
UK	56000	53608		UK	54593	53540

Eingangsparameter –

Lastannahmen Europa in Grenzsituationen t+2

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Rückmeldungen und abgestimmte Höchstlasten			Berücksichtigung der Nicht-Gleichzeitigkeit der europäischen Maximallasten	In Dunkelflaute/Starkwind gleichzeitig auftretende Last (Für konkreten Netznutzungsfall relevant)		
t+2	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last		**t+2**	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last
AT	12000	11557		AT	11794	11261
BE	14895	14576		BE	14895	14576
CH	9422	9272		CH	9408	9147
CZ	11700	11000		CZ	11611	10669
DKE	2699	2595		DKE	2663	2491
DKW	3808	3648		DKW	3757	3502
ES	45000	42750		ES	42911	42750
FI	14441	12750		FI	13626	11879
FR	103700	85600		FR	102585	85600
HU	6500	6300		HU	6478	6119
IE	4571	4476		IE	4438	4418
IT	53000	50500		IT	52558	49900
LU	885	821		LU	848	819
NI	1699	1672		NI	1696	1672
NL	18350	18200		NL	18350	17650
NO	23443	21353		NO	22133	19156
PL	26773	26773		PL	26672	26138
PT	8370	7214		PT	7109	6877
SE	26229	23259		SE	25101	21674
SI	2286	2189		SI	2264	2150
SK	4062	3798		SK	4043	3656
UK	56000	53608		UK	54593	53540

Eingangsparameter –

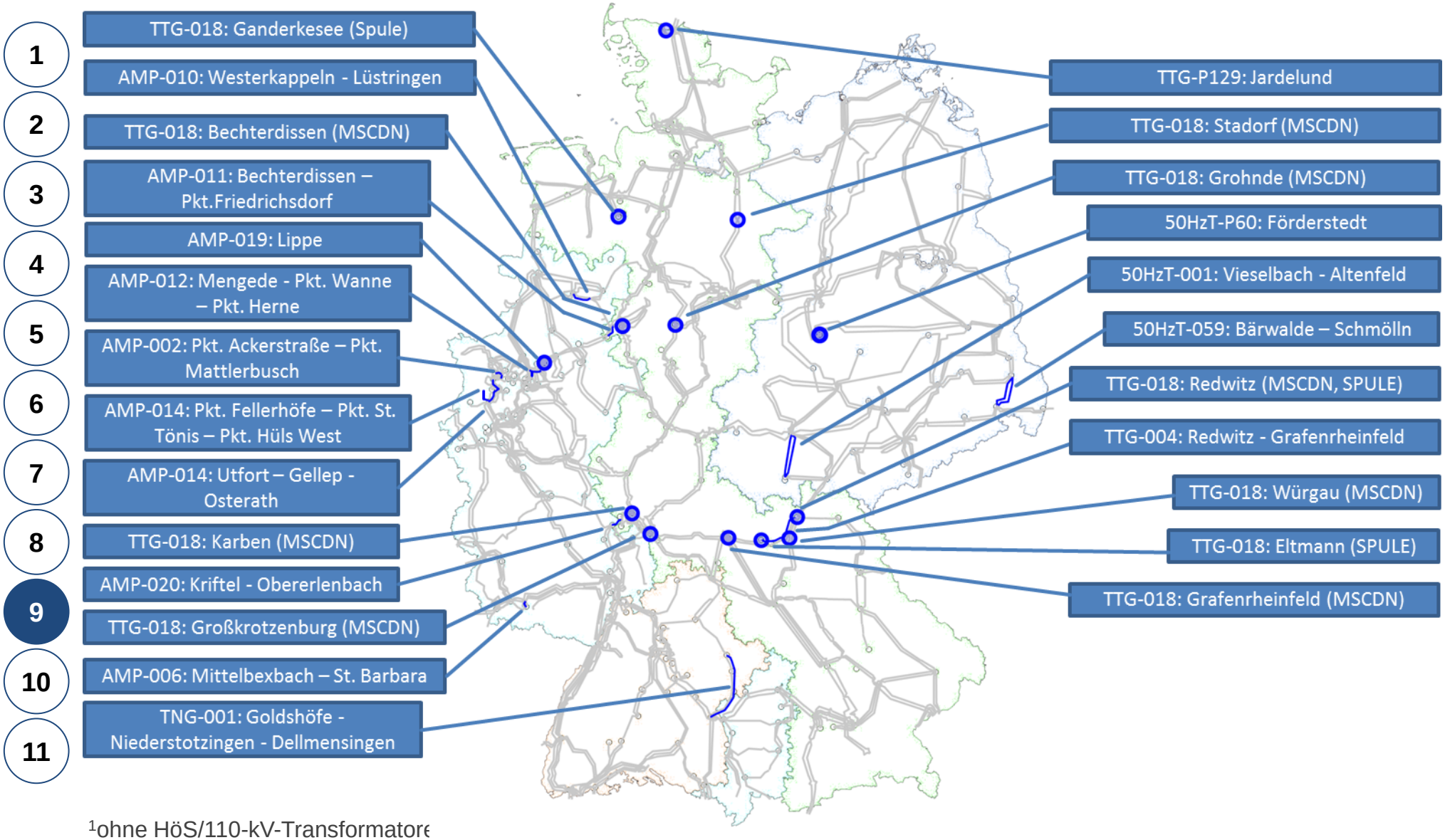
Lastannahmen Europa in Grenzsituationen t+5

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Rückmeldungen und abgestimmte Höchstlasten			Berücksichtigung der Nicht-Gleichzeitigkeit der europäischen Maximallasten	In Dunkelflaute/Starkwind gleichzeitig auftretende Last (Für konkreten Netznutzungsfall relevant)		
t+5	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last		**t+5**	**Dunkelflaute / Höchstlast**	Starkwind / Hohe Last
AT	12000	11557		AT	11794	11261
BE	15032	14623		BE	15032	14623
CH	9422	9272		CH	9408	9147
CZ	11700	11000		CZ	11611	10669
DKE	2699	2595		DKE	2663	2491
DKW	3808	3648		DKW	3757	3502
ES	45000	42750		ES	42911	42750
FI	14441	12750		FI	13626	11879
FR	106100	86400		FR	104959	86400
HU	6500	6300		HU	6478	6119
IE	4571	4476		IE	4438	4418
IT	53000	50500		IT	52558	49900
LU	885	821		LU	848	819
NI	1699	1672		NI	1696	1672
NL	18350	18200		NL	18350	17650
NO	23443	21353		NO	22133	19156
PL	26773	26773		PL	26672	26138
PT	8370	7214		PT	7109	6877
SE	26229	23259		SE	25101	21674
SI	2286	2189		SI	2264	2150
SK	4062	3798		SK	4043	3656
UK	56000	53608		UK	54593	53540

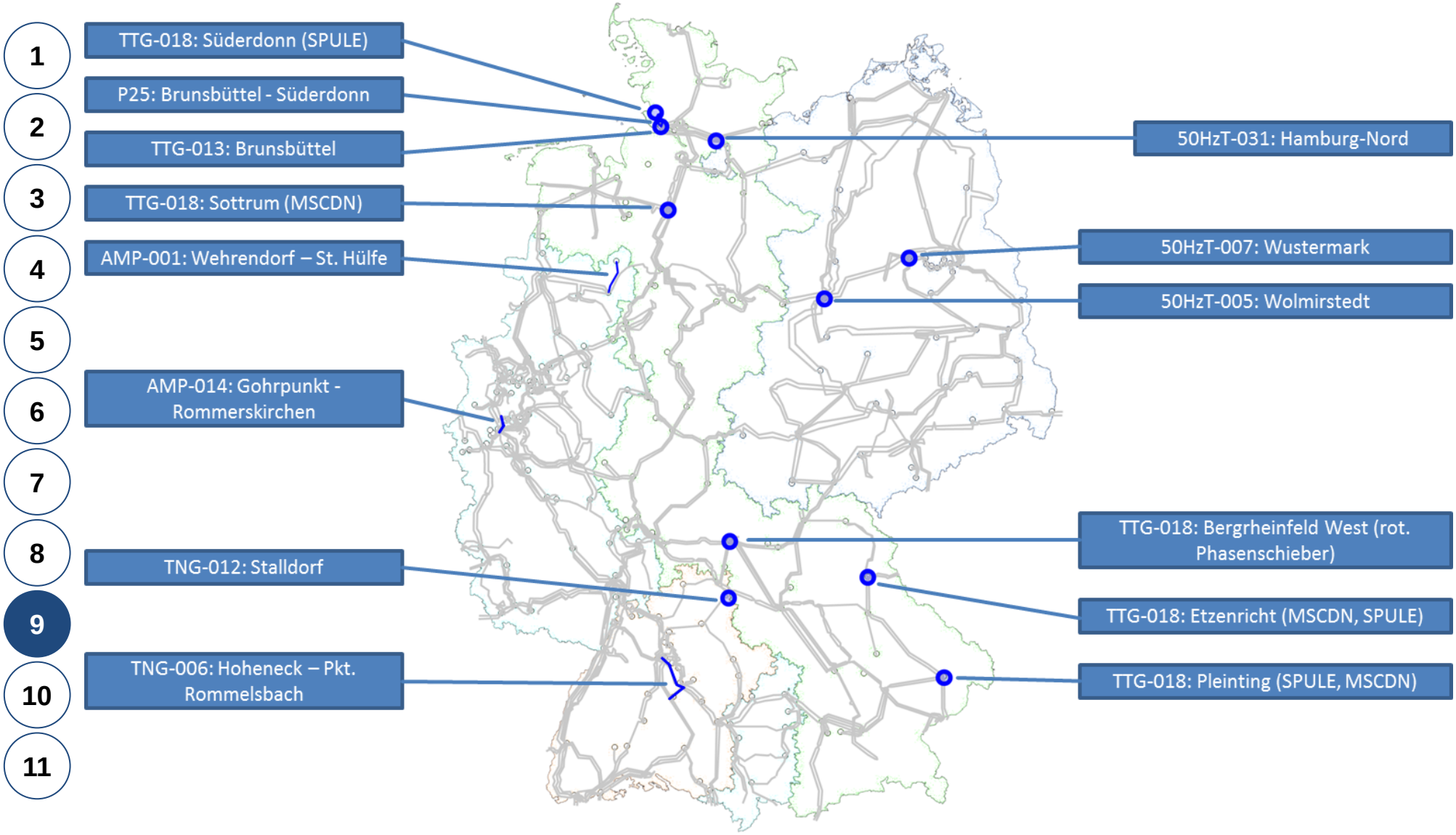
Anhang E – Annahmen zum Netzausbauzustand

Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 15/16



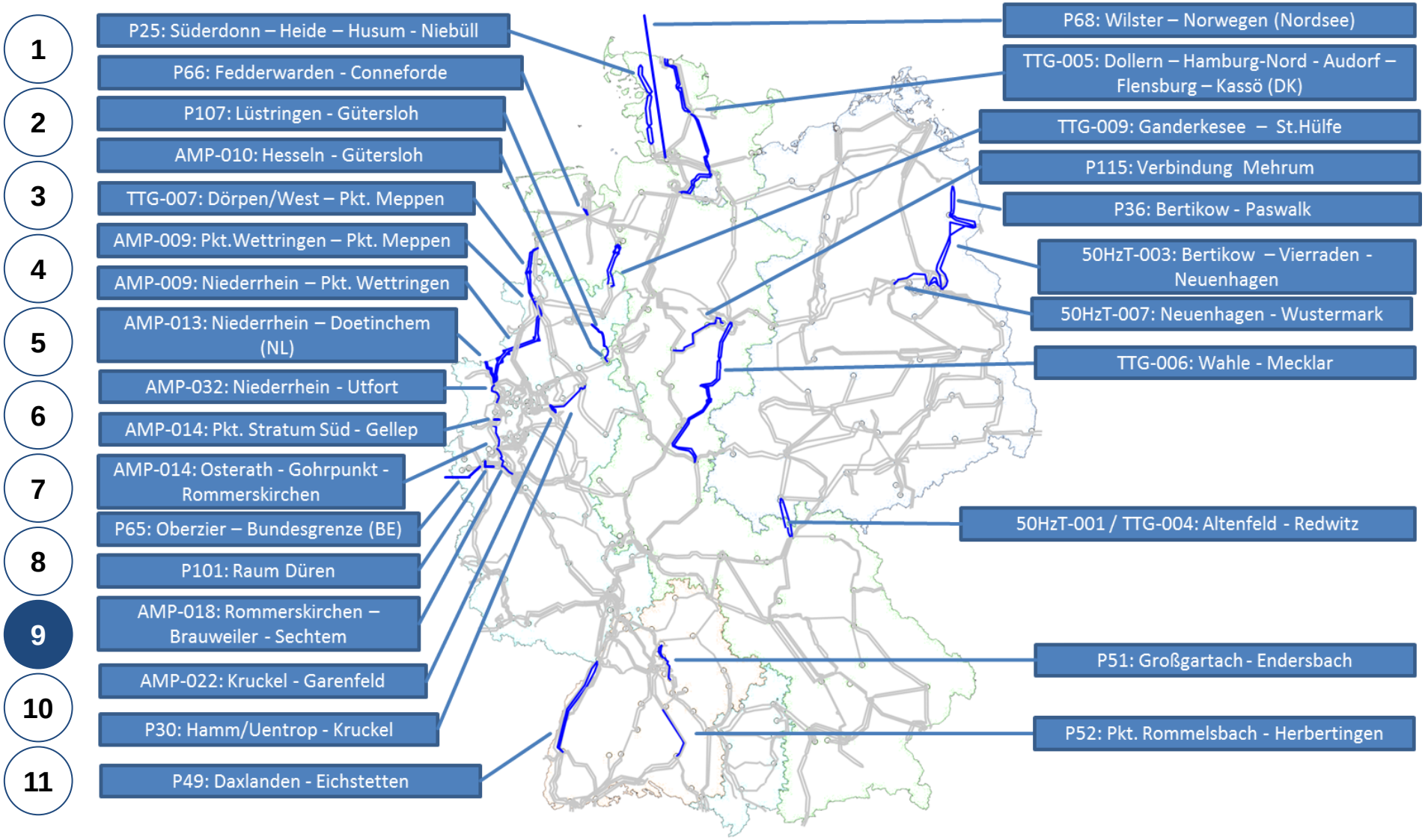
[1]ohne HöS/110-kV-Transformatore

Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 16/17

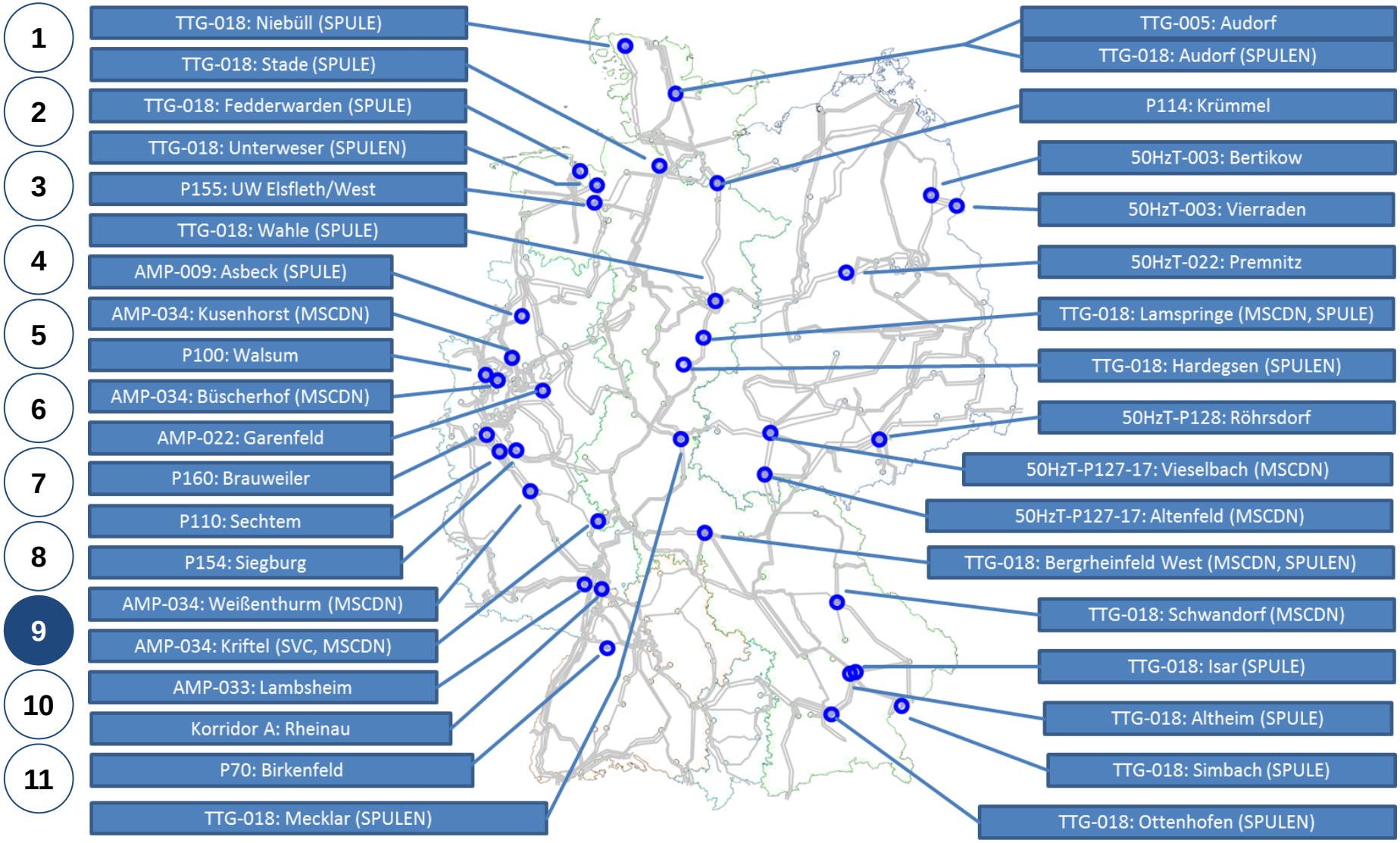


[1]ohne HöS/110-kV-Transformator

Netzausbauzustand – Übersicht Winter 19/20 (Streckenmaßnahmen)



Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 19/20 (Punktmaßnahmen)

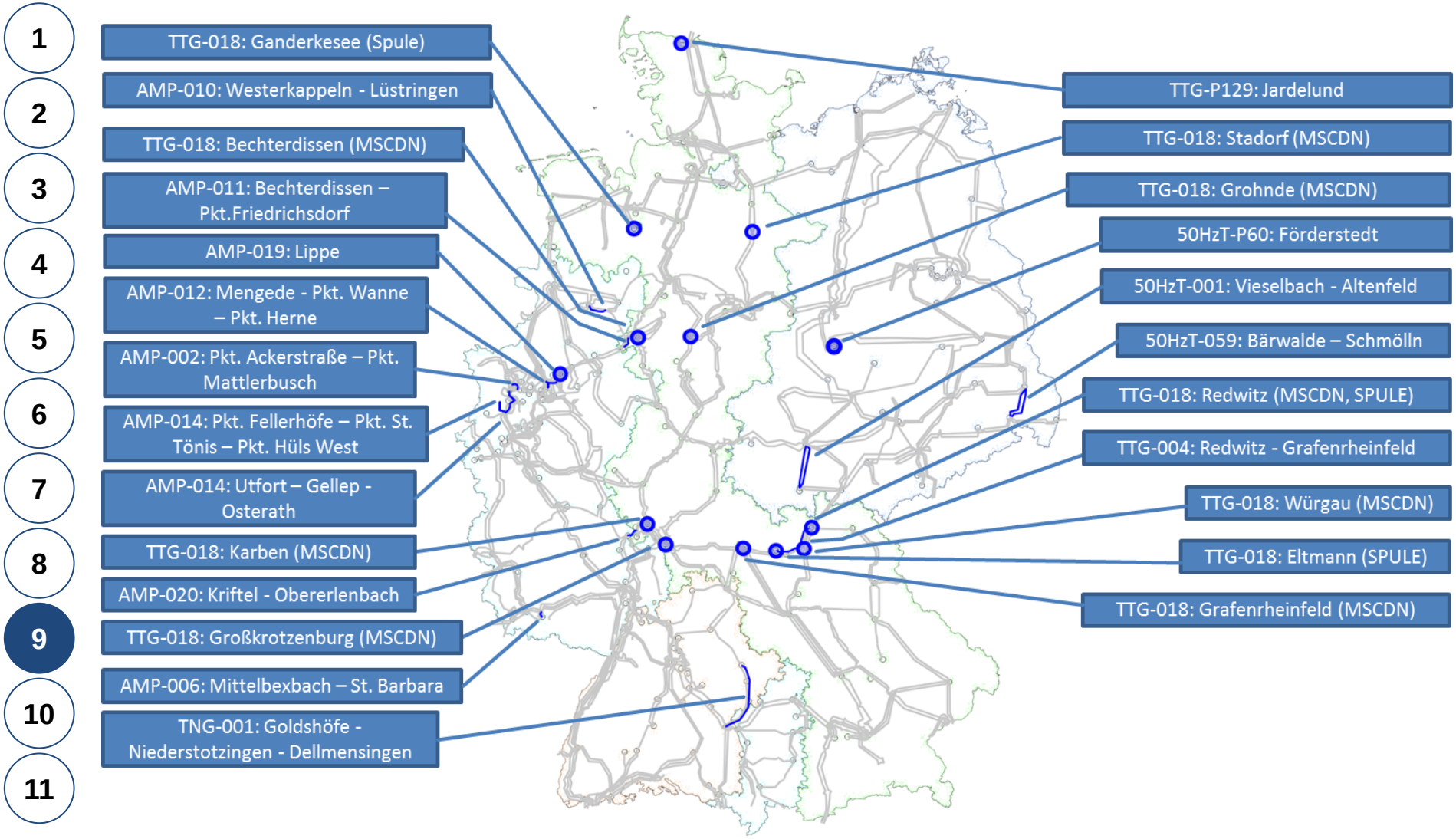


[1]ohne HöS/110-kV-Transformatoren

Anhang E.2 – Annahmen zum Netzausbauzustand

unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung bereits im Winter 2016/17 (t+2)
→ Vgl. Anhang H – Zusätzliche Sensitivitäten

Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 15/16



[1]ohne HöS/110-kV-Transformatoren

Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 16/17

1 TTG-018: Süderdonn (SPULE)

2 P25: Brunsbüttel - Süderdonn

3 TTG-013: Brunsbüttel

4 TTG-018: Sottrum (MSCDN)

5 AMP-001: Wehrendorf – St. Hülfe

6 AMP-014: Gohrpunkt - Rommerskirchen

7 TNG-012: Stalldorf

8 TNG-006: Hoheneck – Pkt. Rommelsbach

9 50HzT-031: Hamburg-Nord

10 50HzT-007: Wustermark

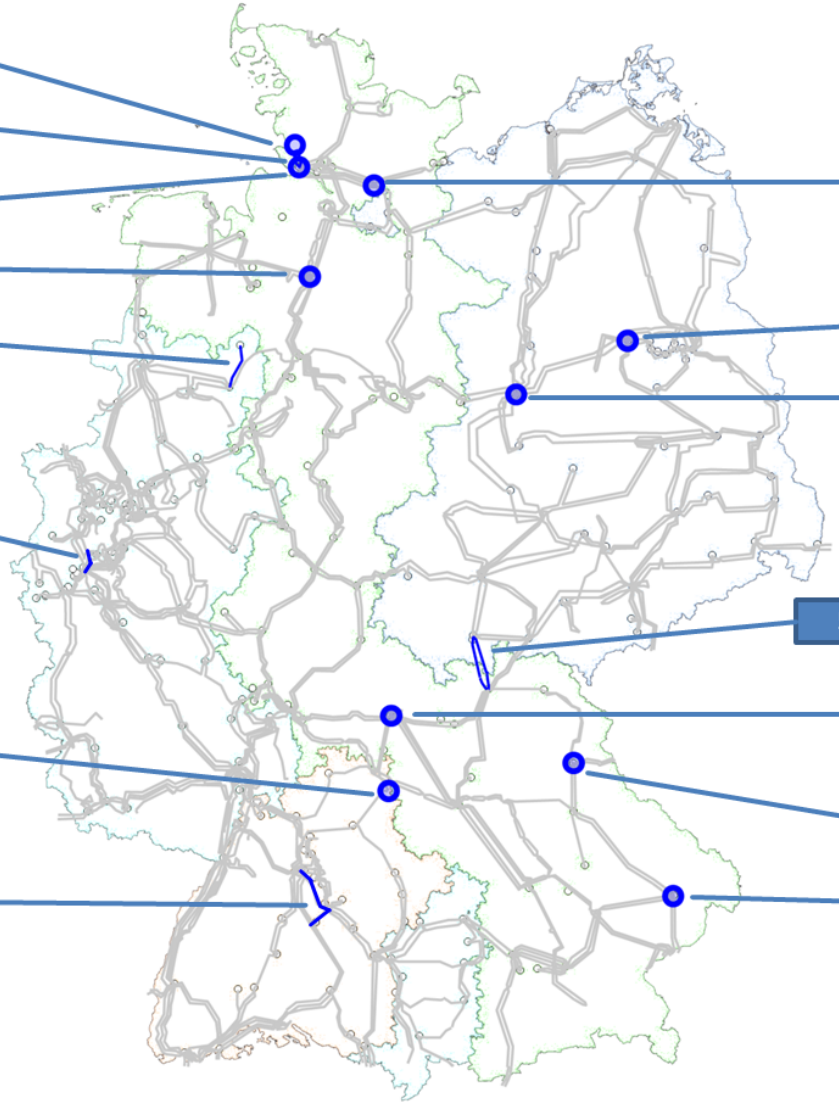
11 50HzT-005: Wolmirstedt

50HzT-001 / TTG-004: Altenfeld - Redwitz

TTG-018: Bergrheinfeld West (rot. Phasenschieber)

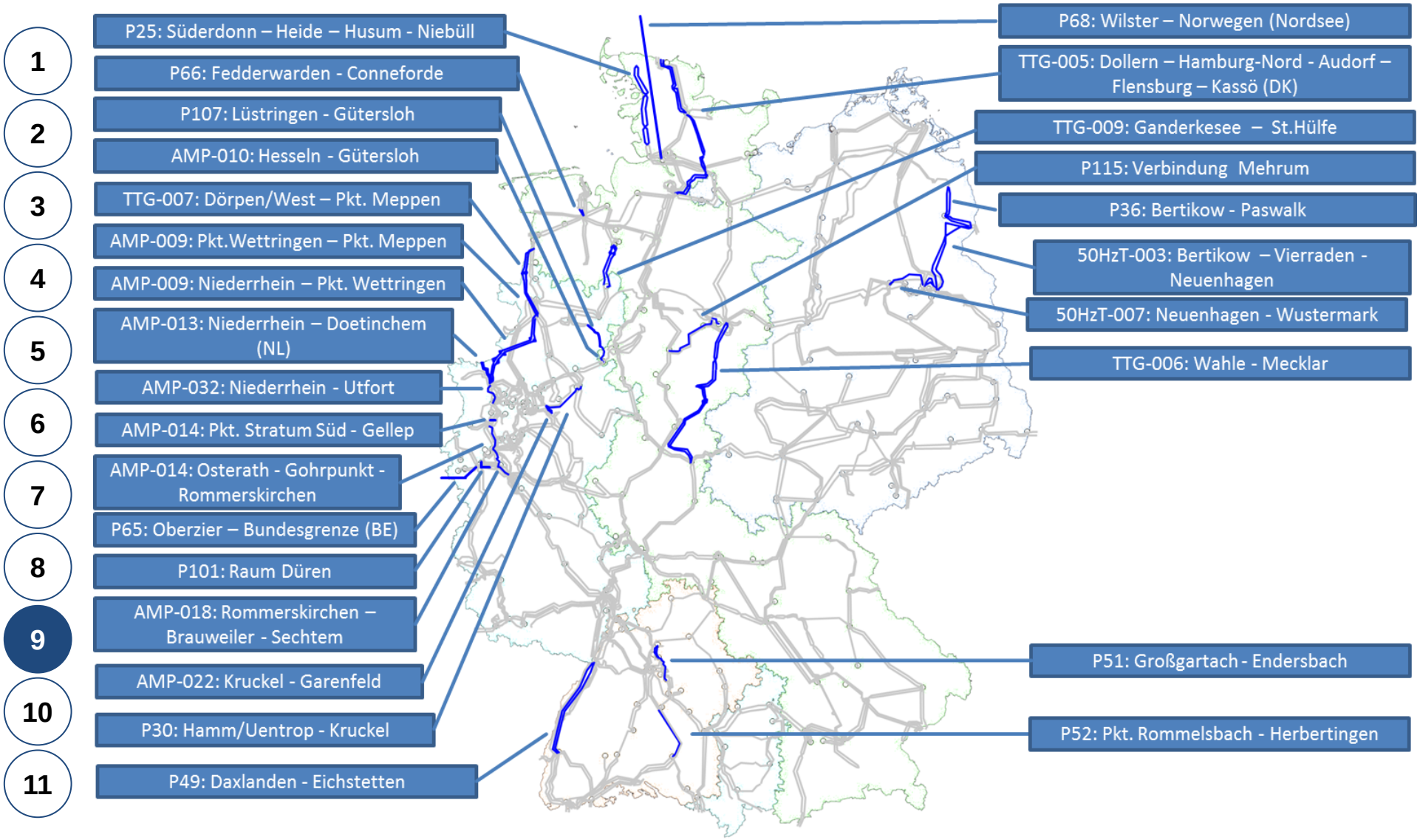
TTG-018: Etzenricht (MSCDN, SPULE)

TTG-018: Pleinting (SPULE, MSCDN)

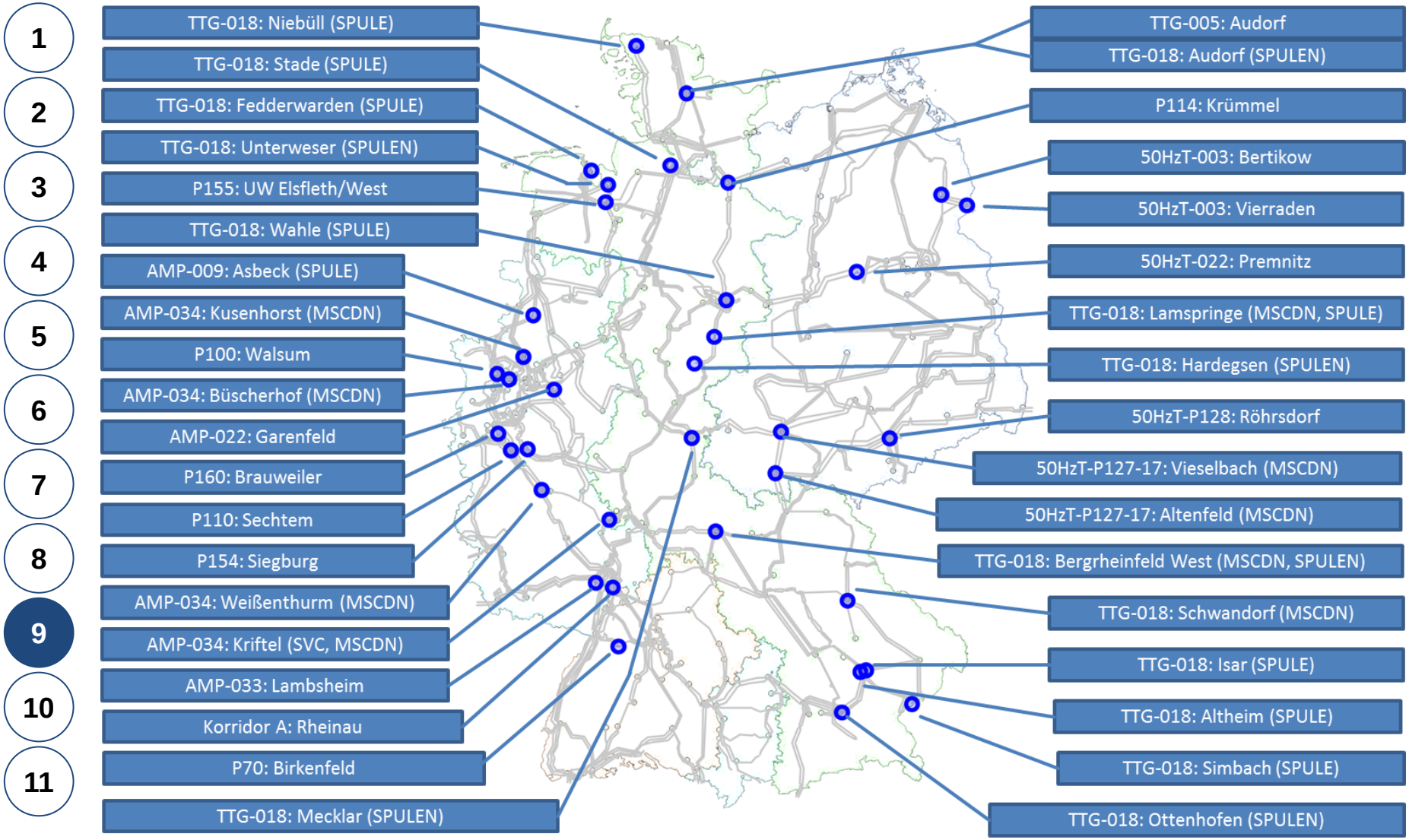


[1]ohne HöS/110-kV-Transformator

Netzausbauzustand – Übersicht Winter 19/20 (Streckenmaßnahmen)



Netzausbauzustand[1] – Übersicht Winter 19/20 (Punktmaßnahmen)



[1]ohne HöS/110-kV-Transformatoren

Anhang F – Annahmen zur Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln

Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln - Übersicht Winter 15/16

Stromkreis	Grund
Marxheim Ost	Anlagenerweiterung Weißenthurm
Nassau	Anlagenerweiterung Weißenthurm
Diepholz Ost (Stich St. Hülfe Trafo 211)	Neubau
380 kV Stromkreis Hagenwerder-Mikulowa 567 (DE-PL) *	PSE: Einbindung PST in Mikulowa
380 kV Stromkreis Marke-Ragow 502	Vorbereitung Einbindung UW Jessen und Umbau Leittechnik
380 kV Stromkreis Endersbach-Wendlingen blau	Ostumgehung Stuttgart (s. TNG1)

* temporär

Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln - Übersicht Winter 16/17

Projekt		Nichtverfügbare Stromkreise
Nr.	Name	
AMP-010	Hesseln - Gütersloh	Halle West (Gütersloh-Hesseln) aus
AMP-018	Rommerskirchen - Sechtem	Godorf West aus
P30	Hamm/Uentrop - Kruckel	Haarstrang Ost aus
P41	Pkt. Metternich - Niederstedem	Kondelwald aus

Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln - Übersicht Winter 19/20

Projekt		Nichtverfügbare Stromkreise
Nr.	Name	
AMP-010	Lüstringen - Hesseln	Halle West (Lüstringen-Hesseln) aus
AMP-010	Wehrendorf - Lüstringen	Bohmte West/Ost aus
P41	Pkt. Metternich - Niederstedem	Kondelwald aus
P52	Pkt. Rommelsbach - Herbertingen	Herbertingen West aus
P74	Vöhringen - Pkt. Füssen/ Bundesgrenze (AT)	Dellmensingen Ost aus

Anhang G – Ergänzungen zur Methodik der Netzanalysen sowie zur Berücksichtigung von Netzverlusten

Vorgehensweise

Netzanalyse – Netzsimulation

- **SYSTEMSICHERHEITSRELEVANTE (N-1)-AUSFALLSITUATIONEN**
  - Ausfall von Stromkreisen und 380/220-kV-Transformatoren mit Auswertung von Leistungsfluss und der Spannungshaltung
  - Ausfall von Blindleistungserzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten am Übertragungsnetz mit Auswertung der Spannungshaltung
- **Ermittlung kritischer Netzbetriebsmittel**
- **Schrittweise Analyse der erforderlichen Maßnahmen zum engpassfreien Netz und Einhaltung der Spannungsgrenzen**

EXCEPTIONAL CONTINGENCIES

- Als potentielle Exceptional Contingencies (EC) werden analysiert:
  - Alle Paare von 380kV-Stromkreise, die mehr als 10km auf gleichem Gestänge geführt werden
  - Alle 380kV-Sammelschienen

- Modellierung von Gegenmaßnahmen in Abhängigkeit der überregionalen Relevanz:
  - ECs dürfen nicht zu kaskadierenden Effekten mit Einfluss auf Nachbarnetze führen. Eine Folgeauslösungen wird hierbei generell ab 120% des thermischen Stromgrenzwertes, spätestens aber bei Überschreitungen des Schutzgrenzwertes angenommen. Sind keine anderweitigen Gegenmaßnahmen möglich, wäre ein zusätzlicher ResKW- Bedarf auszuweisen.
  - Überlastungen mit ausschließlich lokaler Bedeutung werden, soweit wie möglich, mit Gegenmaßnahmen behoben. Eine zusätzliche ResKW-Beschaffung wäre nicht zwingend erforderlich.

Vorgehensweise

Netzanalyse – Berücksichtigung der Netzverluste

- Die Marktsimulation berücksichtigt für alle erfahrungswertbasierten Grenzsituationen die „tatsächlichen“ HöS-Netzverluste aus vergleichbaren Grenzsituationen aus den Netzanalysen BA14 (nach Gegenmaßnahmen)

- Die Marktsimulation berücksichtigt für alle anderen NNF als HöS-Netzverluste pauschal 2 % der zugrunde gelegten deutschen Lastannahme (d. h. z. B. 1.720 MW bei 86 GW P_{max} in Deutschland).

- Die „tatsächlichen“ HöS-Netzverluste werden im Netzmodell ermittelt und können je nach Übertragungsaufgabe deutlich höher liegen aber auch niedriger sein.

- Die mit der BNetzA abgestimmte deutsche Endkundenlast beinhaltet Netzverluste in den unterlagerten Netzebenen. Im Netzmodell ist dieses unterlagerte Netz reduziert abgebildet. Die in diesen reduzierten unterlagerten Verteilnetzen auftretenden Netzverluste werden folglich von der Endkundenlast abgezogen.

- Die Differenz zwischen den im Marktmodell angenommenen und im Netzmodell ermittelten HöS-Netzverlusten wird entsprechend der den Kraftwerken zugewiesenen primären Leistungszahl K_r innerhalb Deutschlands ausgeregelt.

Anhang H – Zusätzliche Sensitivitäten

a) Szenario Starklast/ Starkwind für den Winter 2015/16 (t+1)

mit Reduktion NTC DE → CZ von 800 auf 0 MW

- Ergebnisse einer zus. Marktsimulation

- Ergebnisse der Netzanalysen auf Basis dieser Marktsimulation

b) Szenario Starklast/ Starkwind für den Winter 2016/17 (t+2)

unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung

- Ergebnisse der Netzanalysen

c) Szenario Starklast/ Starkwind für den Winter 2015/16 (t+1)

zur Ermittlung der Auswirkung der Reduktion der Einspeisung des KONTEK-Kabels von Dänemark/Ost nach Deutschland im Vergleich zu einer entsprechenden Absenkung der Einspeisung von Windenergieanlagen im nördlichen Netzgebiet von 50Hertz auf den Leistungsfluss DE → PL

- Ergebnisse der Netzanalysen

Sensitivitätsanalysen NTC DE→ CZ = 0 MW

Marktsimulation (t+1)-Starkwindfall – Veränderung gegenüber dem Basisfall

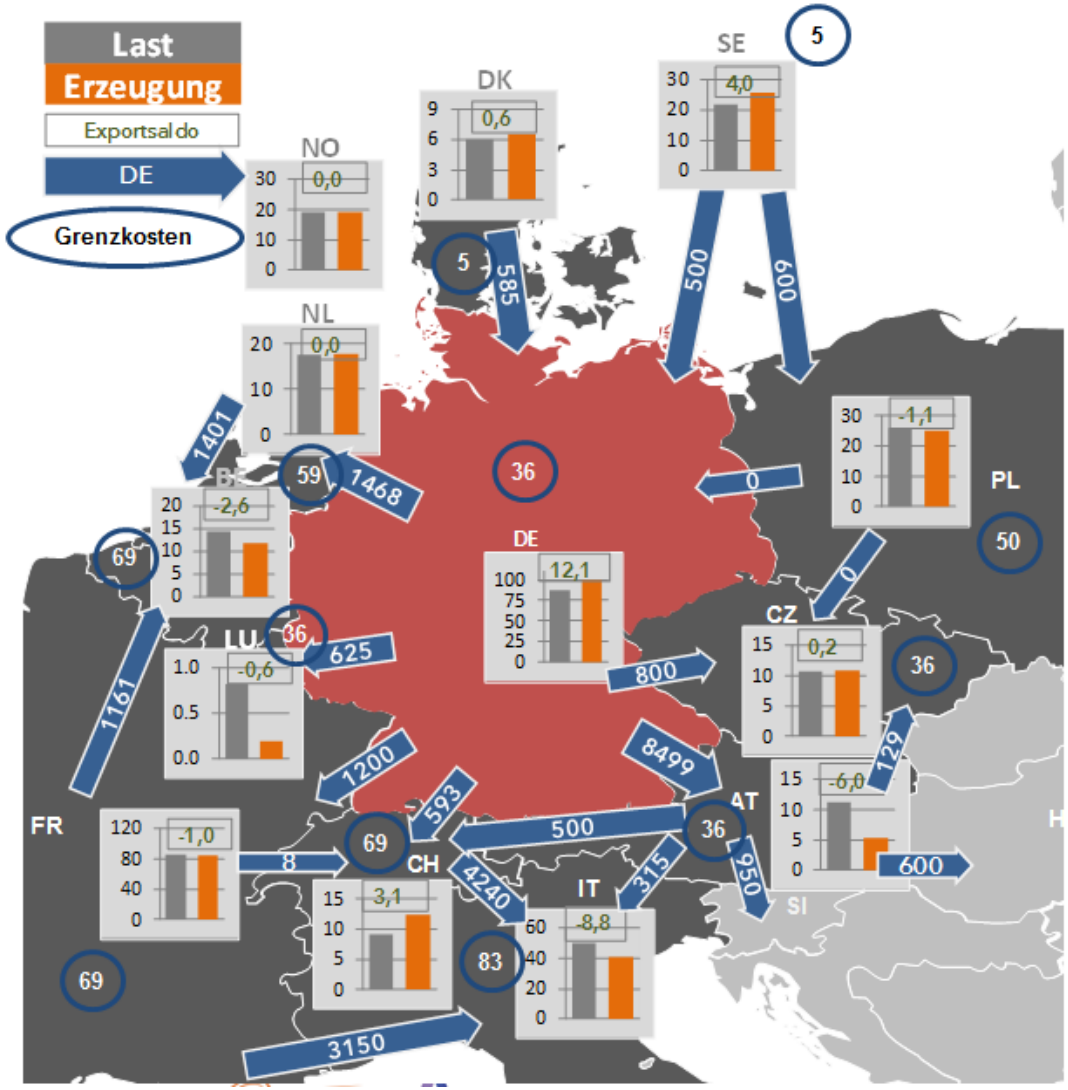
- **Einfluss der Reduzierung des NTC DE→CZ von 800 MW auf 0 MW in der Marktsimulation:**
  - Zunahme des Handelsflusses DE→AT um 550 MW.
  - Reduzierung Export aus DE um 250 MW insbesondere durch Verringerung der Einspeisung im PSW Goldisthal
  - Erhöhung Einspeisung hydraulischer Kraftwerken in AT um 121 MW

    → Handelsfluss AT→ CZ erhöht sich um 671 MW
  - Erhöhung Einspeisung in CZ um 129 MW
  - Grenzkosten in CZ steigen von 36 auf 41€.

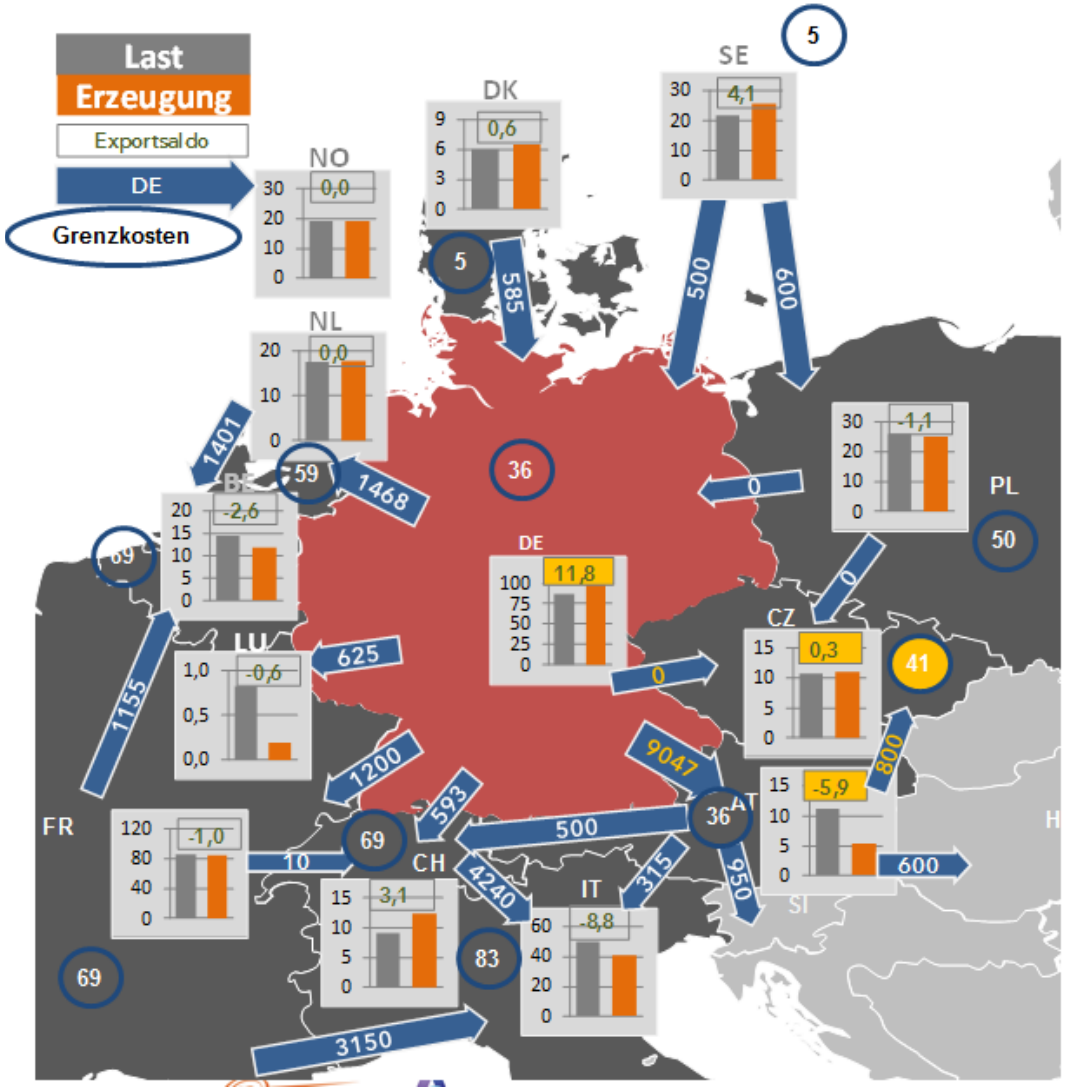
Sensitivitätsanalysen NTC DE→ CZ = 0 MW

Marktsimulation (t+1)-Starkwindfall – Austauschsituation Deutschlands

Basisfall



NTC DE → CZ = 0 MW



Sensitivitätsanalysen NTC DE→ CZ = 0 MW

Ergebnis der Netzanalysen

	Winter 15/16 (t+1)			
	RD in AT/IT		RD in PL	
	DE → CZ = 0,8 GW	**DE → CZ = 0,0 GW**	**DE → CZ = 0,8 GW**	**DE → CZ = 0,0 GW**
Negativer RD Windeinspeisung (Einsenkung)	11,2 GW	10,5 GW	10,2 GW	10,1 GW
Negativer RD marktbasierter KW in DE	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW
Summe negativer RD	*21,3 GW*	*20,6 GW*	*20,3 GW*	*20,2 GW*
Positiver RD marktbasierter KW in DE	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW	13,6 GW
Positiver RD ResKW in DE	3,0 GW[1]	3,0 GW[1]	2,8 GW[1]	2,8 GW[1]
Positiver RD kontrahierter ausl. KW (gem. IBV)	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW
Zusätzlicher positiver RD ausl. KW	**1,4 GW[2]**	**0,7 GW[2]**	**0,5 GW**	**0,4 GW**
Summe positiver RD	*21,3 GW*	*20,6 GW*	*20,3 GW*	*20,2 GW*
Summe an notwendigem, gesichertem RD in DE und im Ausland	**7,8 GW[2]**	**7,1 GW[2]**	**6,7 GW**	**6,6 GW**

[1] ResKW Ingolstadt konnte aufgrund regionaler Netzengpässe nicht vollständig einspeisen

[2] Aufgrund nachträglich veränderter Annahmen zum NTC DE-CH erfolgte eine Anpassung des Bedarfswertes auf 7,8 GW bzw. 7,1 GW

Sensitivitätsanalysen Inbetriebnahme Südwest-Kuppelleitung in t+2

Ergebnis der Netzanalysen

	Winter 16/17 (t+2)			
	RD in AT		RD in PL	
	Ohne S-W-Kuppelleitung	**Mit S-W-Kuppelleitung**	**Ohne S-W-Kuppelleitung**	**Mit S-W-Kuppelleitung**
Negativer RD Windeinspeisung (Einsenkung)	12,8 GW	12,3 GW	12,8 GW	12,7 GW
Negativer RD marktbasierter KW in DE	9,4 GW	9,4 GW	8,3 GW	8,3 GW
Summe negativer RD	*22,2 GW*	*21,7 GW*	*21,1 GW*	*21,0 GW*
Positiver RD marktbasierter KW in DE	14,0 GW	14,0 GW	14,4 GW	14,4 GW
Positiver RD ResKW in DE	3,5 GW[1]	3,5 GW[1]	3,4 GW[1]	3,4 GW[1]
Positiver RD kontrahierter ausl. KW (gem. IBV)	2,7 GW[2]	2,7 GW[2]	2,7 GW[2]	2,7 GW[2]
Zusätzlicher positiver RD ausl. KW	**2,0 GW**	**1,5 GW**	**0,6 GW**	**0,5 GW**
Summe positiver RD	*22,2 GW*	*21,7 GW*	*21,1 GW*	*21,0 GW*
Summe an notwendigem, gesichertem RD in DE und im Ausland	**8,2 GW**	**7,7 GW**	**6,7 GW**	**6,6 GW**

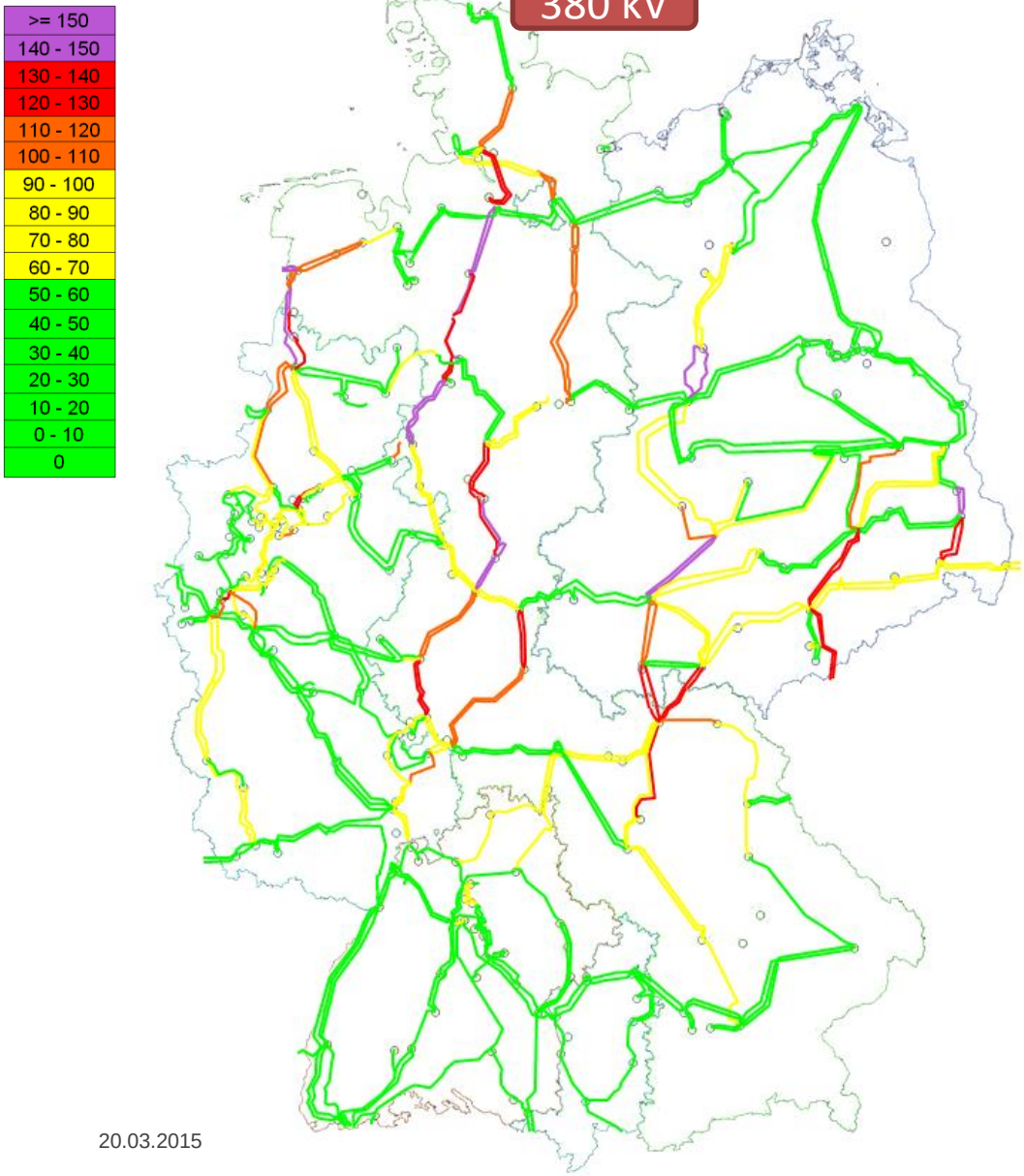
[1] ResKW Ingolstadt konnte aufgrund regionaler Netzengpässe nicht vollständig einspeisen

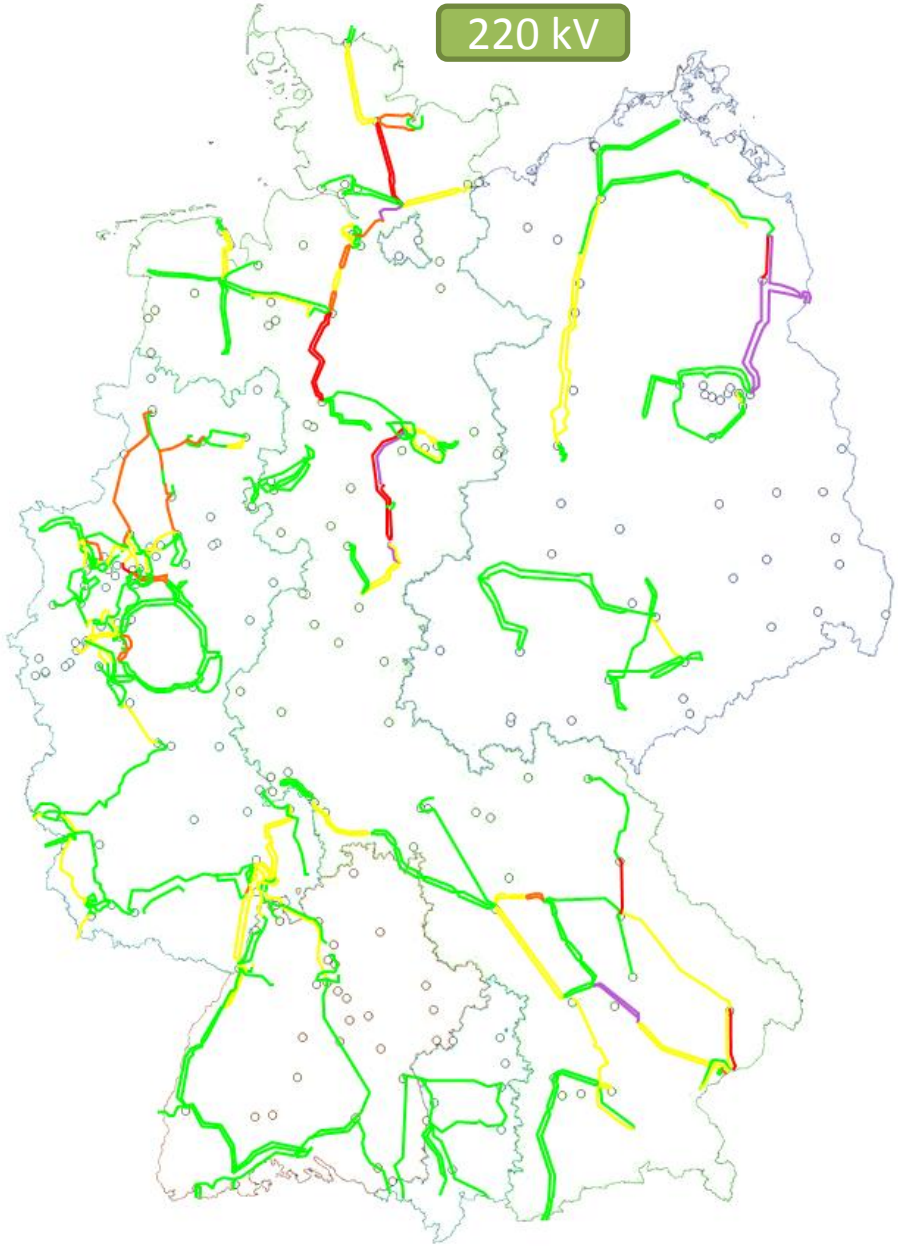
[2] Annahme, dass die bisherigen gem. IBV14 für Winter 17/18 kontrahierte ResKW ohne FR weitergeführt werden

Sensitivitätsanalysen Inbetriebnahme Südwest-Kuppelleitung in T+2

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Vor Gegenmaßnahmen

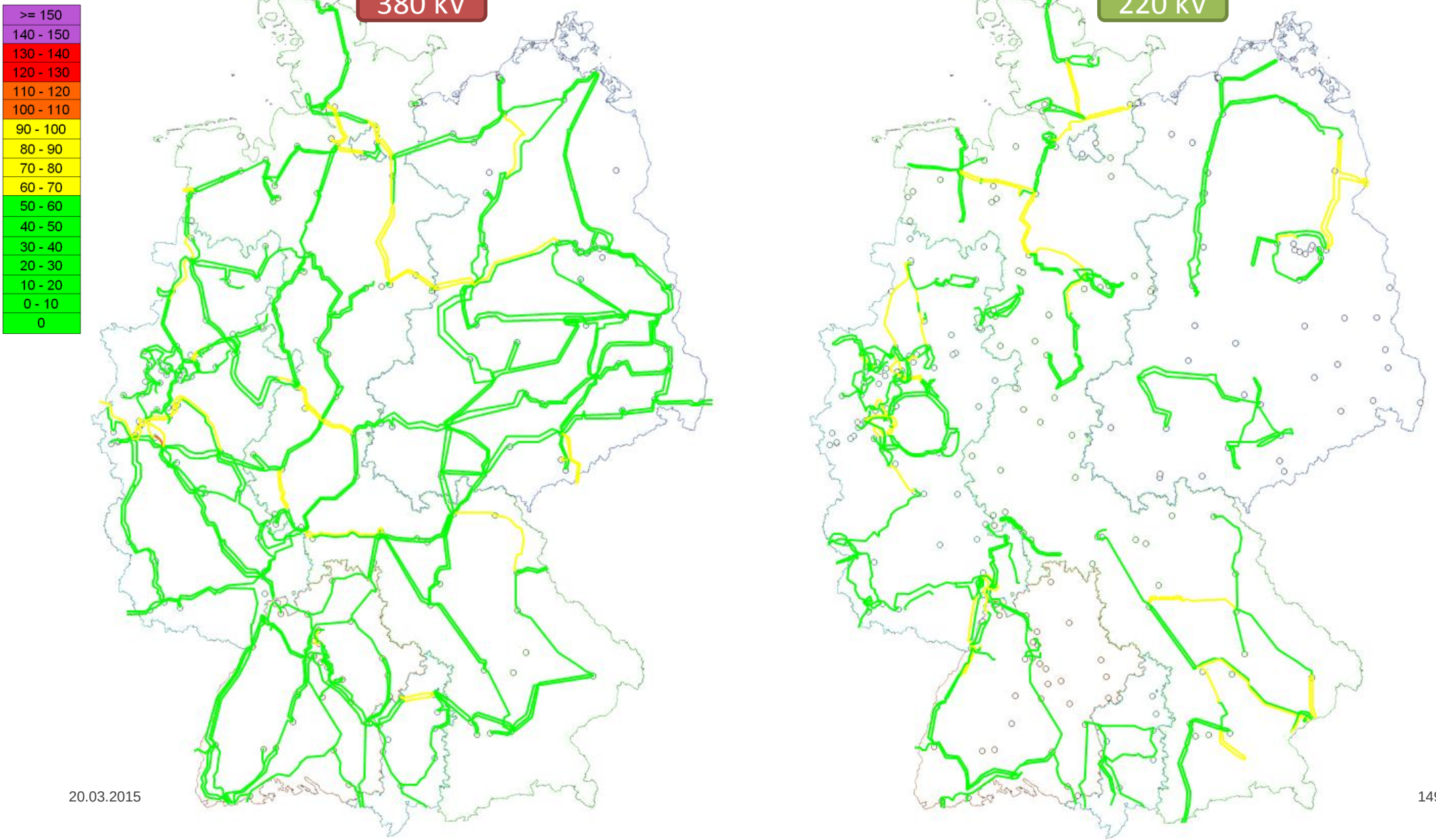




Sensitivitätsanalysen Inbetriebnahme Südwest-Kuppelleitung in T+2 (Variante RD in AT/IT)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

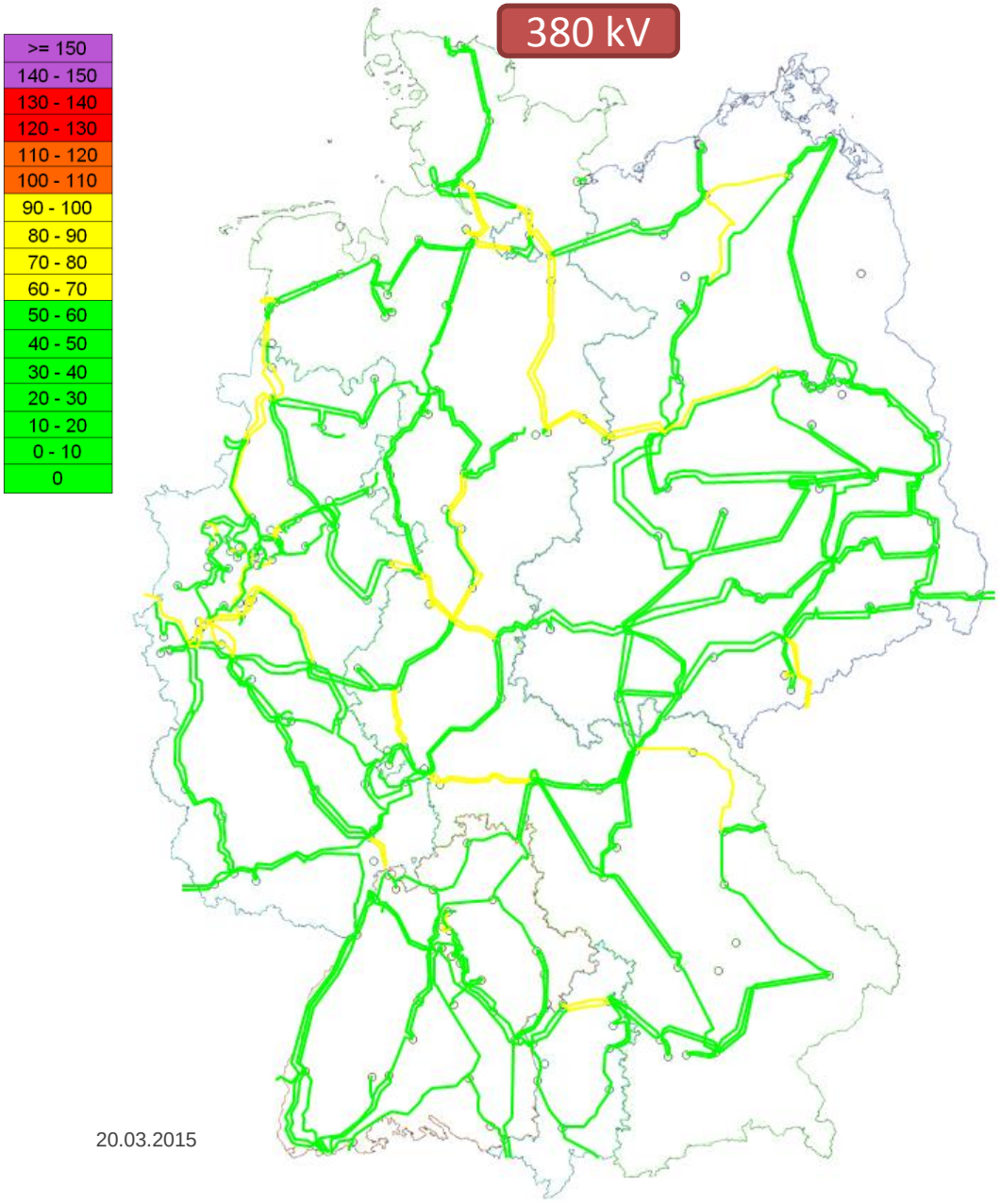
Nach Gegenmaßnahmen

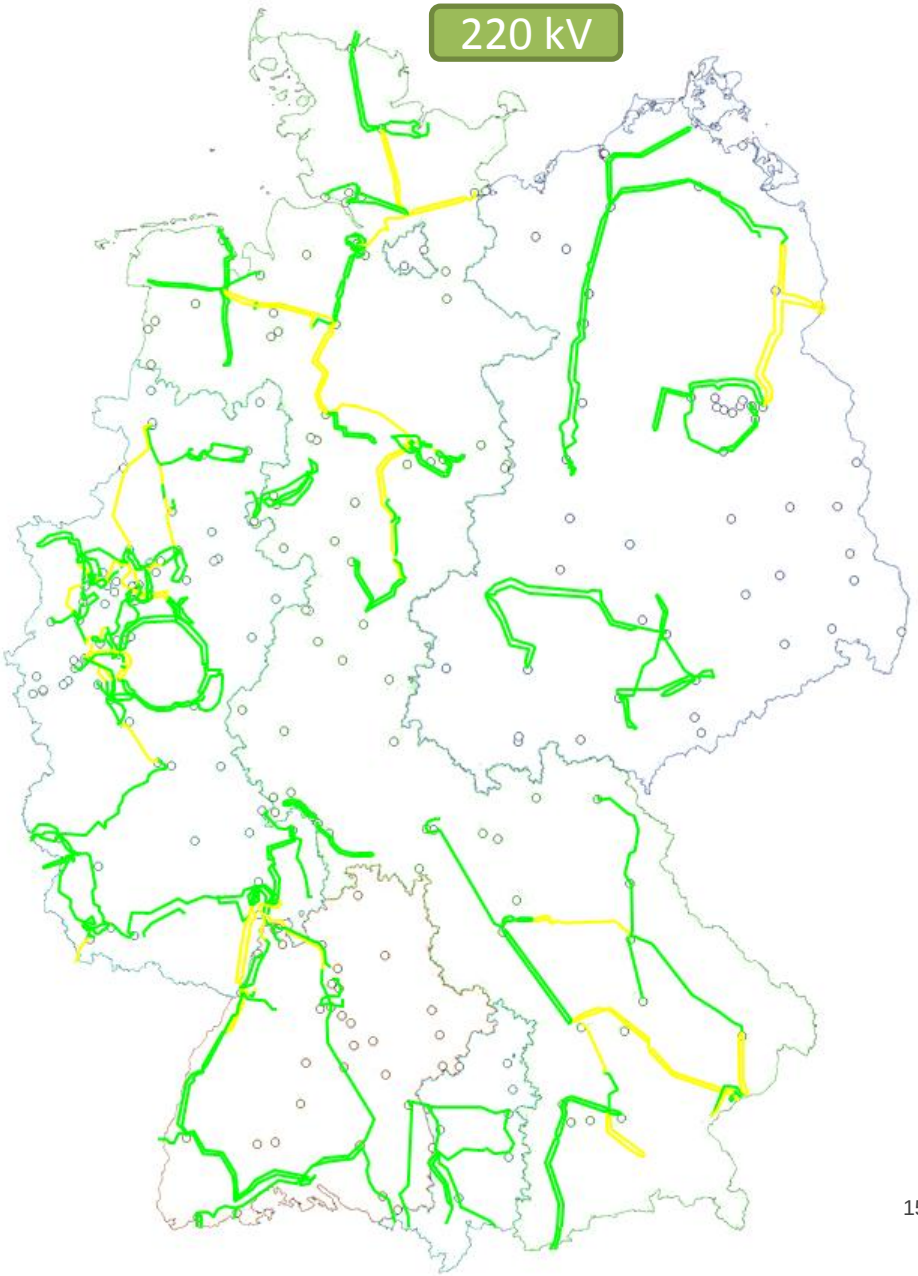


Sensitivitätsanalysen Inbetriebnahme Südwest-Kuppelleitung in T+2 (Variante RD in PL)

Netzanalyse – Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall

Nach Gegenmaßnahmen





Sensitivitätsanalyse KONTEK-Kabel

Ergebnis der Netzanalysen (t+1)-Starkwindfall

Fragestellung

Welche Wirksamkeit hat die Reduzierung der Einspeisung des KONTEK-Kabels (Seekabel-Verbindung DK/Ost - DE) nach DE im Vergleich zur WEA-Absenkung im nördlichen Netzgebiet von 50Hertz auf den Leistungsfluss DE → PL?

Sensitivität KONTEK-Kabel

Die Reduzierung der Einspeisung aus dem KONTEK-Kabel (in diesem Berechnungsbeispiel wurde die Leistung von 585 MW auf 0 MW reduziert) zeigt eine **vergleichbare Wirkung** auf den Leistungsfluss DE → PL wie das Absenken von WEA-Leistung in gleicher Höhe im nördlichen Netzgebiet von 50Hertz.

Sensitivitätsanalysen

Zusammenfassung der Ergebnisse

Sensitivität NTC DE → CZ = 0 MW

Die Reduzierung des NTCs nach CZ auf 0 MW führt zu einer Verringerung des ausl. RD-Bedarfs um **rd. 700 MW (AT/IT)** bzw. **rd. 100 MW (PL)**. Entsprechend konnte die WEA-Absenkung zurückgenommen werden. Ohne NTC-Reduzierung liegt der Handelsfluss DE → CZ bei 800 MW. Durch die Reduzierung auf 0 MW werden rd. 550 MW zusätzlich über AT nach CZ geliefert. D. h., die Reduzierung führt nur zu einer Verringerung des deutschen Exports von **rd. 250 MW**. Diese werden zu etwa gleichen Teilen in AT und CZ substituiert und reduzieren folglich den Leistungsfluss DE → PL.

Sensitivität Südwest-Kuppelleitung

Die Inbetriebnahme der Südwest-Kuppelleitung führt zu einer Entlastung an der Grenze DE → PL. Hierdurch können **rd. 500 MW (AT/IT)** bzw. **rd. 100 MW (PL)** ausl. RD-Bedarfs eingespart und entsprechend WEA-Absenkung zurückgenommen werden.

Sensitivität KONTEK-Kabel

Die Reduzierung der Einspeisung aus dem KONTEK-Kabel zeigt eine **vergleichbare Wirkung** auf den Leistungsfluss DE → PL wie das Absenken von WEA-Leistung im nördlichen Netzgebiet von 50Hertz.