

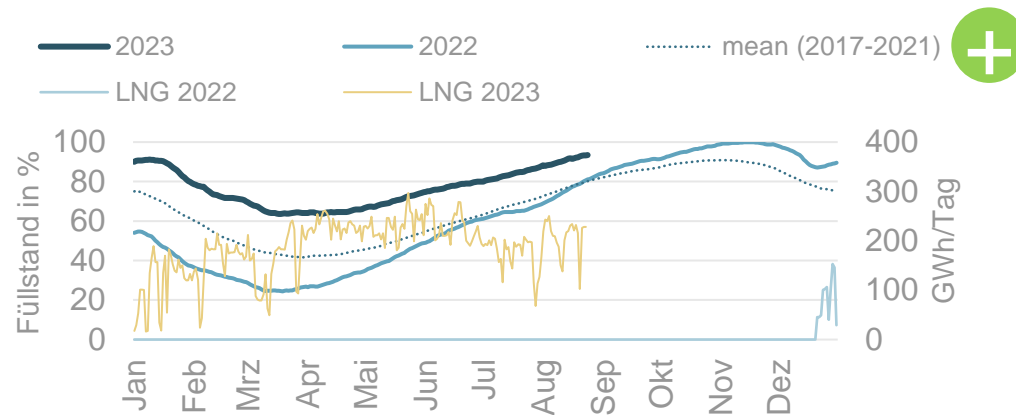
Ausblick auf den kommenden Winter (2023/2024)

Alicia Dorado Corsino
Referentin für Systemanalyse in der strategischen Netzplanung bei 50Hertz

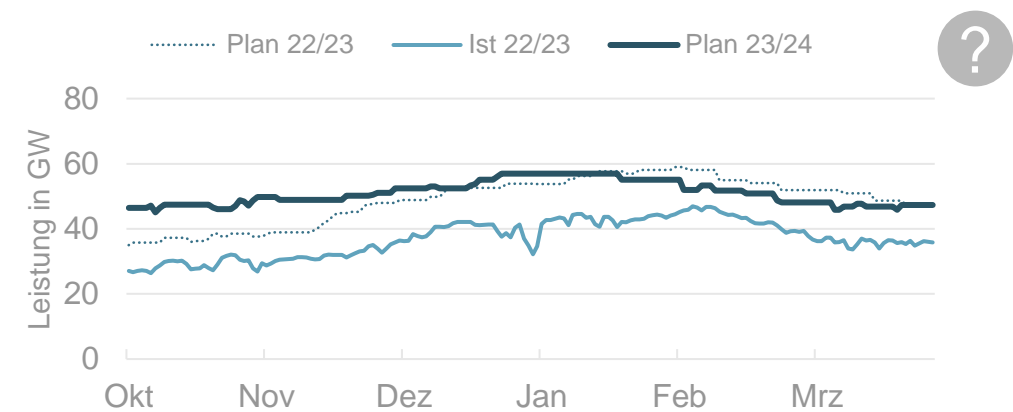
4. Strommarkt-Forum, 12.09.2023

Ausgangssituation für den Winter 2023/24 (Vergleich 22/23)

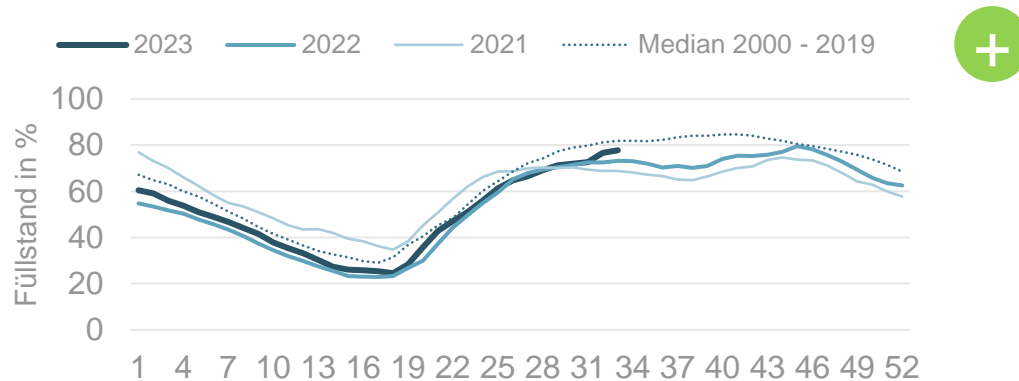
1. Füllstand der deutschen Gasspeicher in % sowie LNG Importe¹



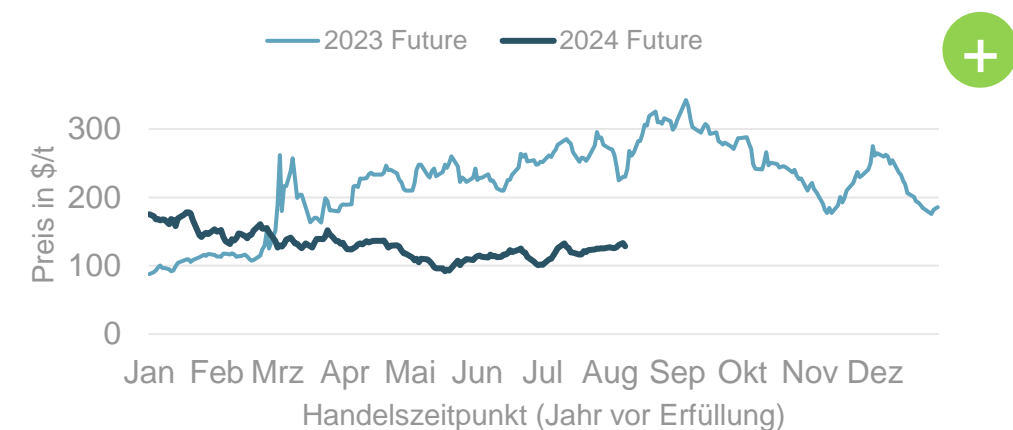
2. Verfügbare Leistung französischer Kernkraft nach REMIT in GW²



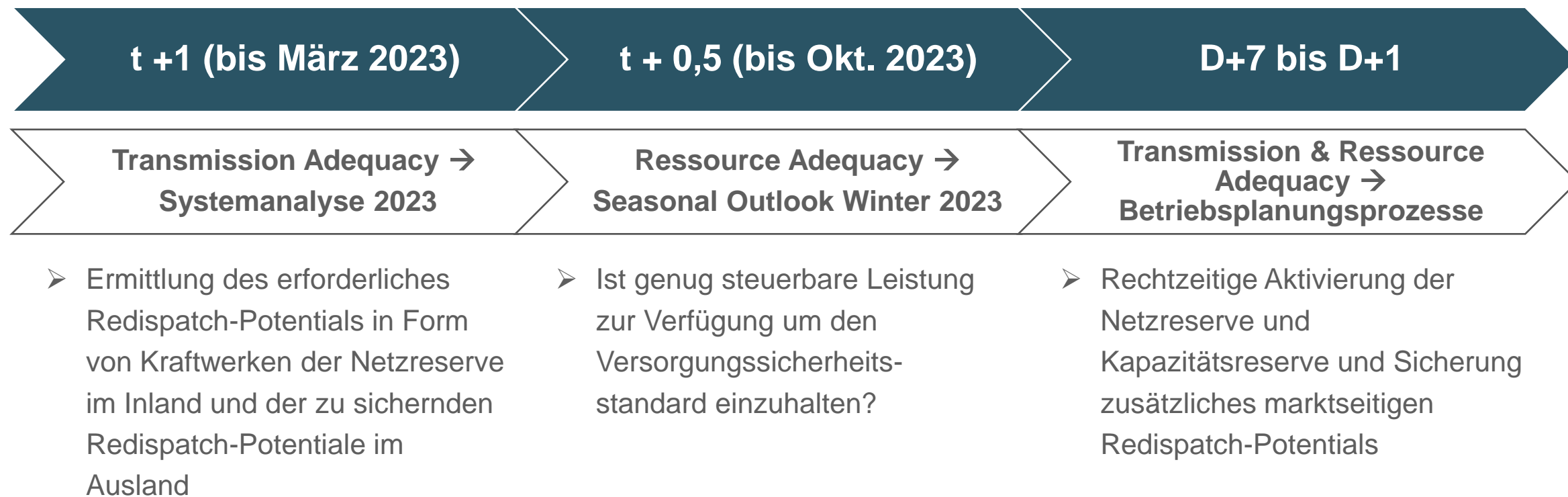
3. Wasserreservoir Füllstände von NO, SE und FI in % je Woche³



4. Steinkohle Futures für 2023 und 2024⁴




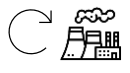




Welche Analysen wurden und werden für den kommenden Winter durchgeführt?



Systemanalyse 2023: Einordnung der Studienprämissen

In der Systemanalyse 2023 (BA23) wird der Winter 23/24 analysiert. Einzelne Annahmen wurden, angelehnt an die Sonderanalyse Winter 22/23, in ähnlicher Weise berücksichtigt, um eine realitätsnähere Abbildung zu erreichen.

Herbst 2022

	Annahmen	BA23 (t+1) Winter 23/24	Sonderanalyse Szenario (++) Winter 22/23
	Max. KKW Verfügbarkeit in Frankreich	45 GW	45 GW
	Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft	4,0 GW	5,0 GW
	Leistungsreduktion von Steinkohlekraftwerken aufgrund von Niedrigwassersituation	- 0,75 GW	- 3 GW
	Netzreserve Verfügbarkeit	Mehrere Varianten	4 GW (67 %)
	Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT	100 %	75 %
	Stromnachfrage	575 TWh	555 TWh + 2,5 TWh Heizlüfter
€	Erdgaspreis	151,53 €/MWh _{th}	300 €/MWh _{th}

Sondermaßnahmen:

Sondermaßnahmen aus dem Winter 22/23, die im Winter 23/24 noch bestehen bleiben:

- Rückkehr von Reservekraftwerken in den Markt
- Flexiblerer Einsatz diverser Reserveinstrumente
- Duldungsverfügung zur höheren Leistungsübertragung

Maßnahme aus dem Winter 22/23, die entfällt:

- Kernkraftwerke im Streckbetrieb gemäß Atomgesetz

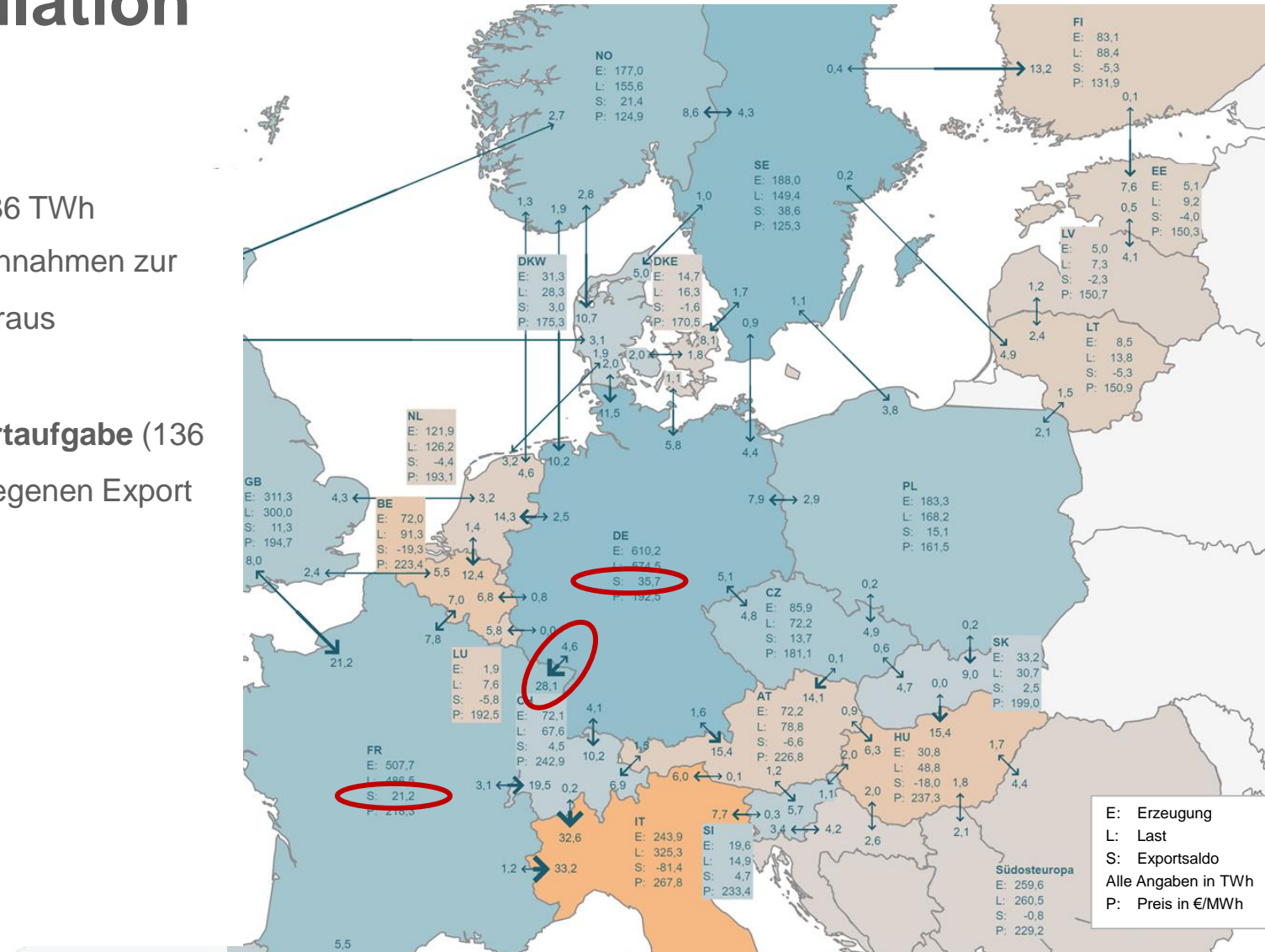
Neu im Winter 23/24:

- Zusätzlich 900 MW durch besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) am Netz
- Aktionsplan Höherauslastung Stromnetze

Ergebnis der Marktsimulation

Jahreslauf Winter 23/24

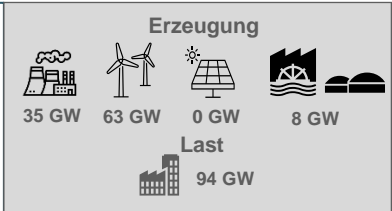
- **DE ist Nettoexporteur** mit einem Saldo von etwa 36 TWh
- **Starker Export in Richtung FR** infolge erhöhter Annahmen zur Nichtverfügbarkeit französischer KKW und dem daraus resultierenden erhöhten Importbedarf FR
- **Ausgeprägte innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe** (136 TWh), insbesondere geprägt durch den stark gestiegenen Export DE → FR



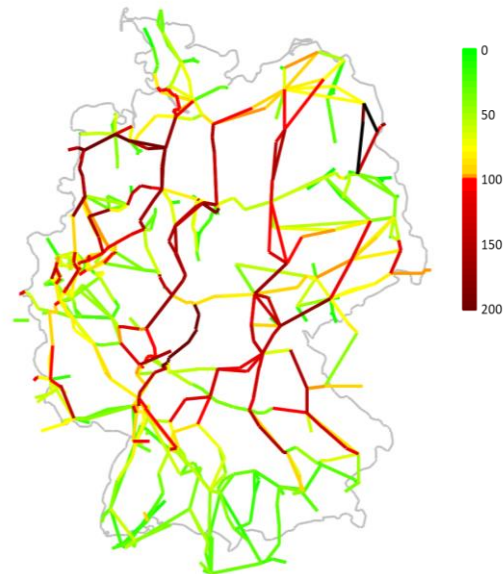
Ergebnis der Netzanalyse: Dimensionierung der Netzreserve:

Grenzsituation: Kritikalität aufgrund des hohen Redispatch-Volumens (Starkwind/Starklast) – Teilnicht-verfügbarkeit der Netzreserve

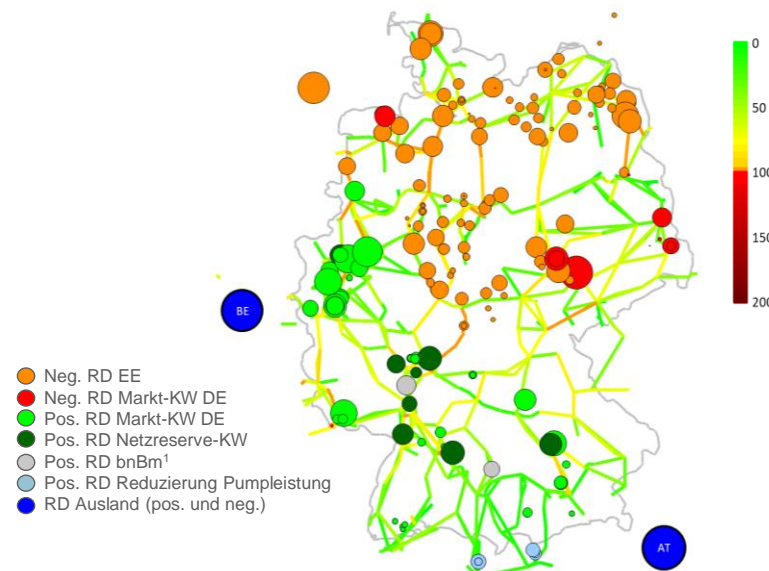
- Typische Starkwind-Starklast-Situation geprägt durch vergleichsweise geringen konventionellen Anteil (33%) bei gleichzeitig hohem EE-Anteil (67%) an der Gesamterzeugung sowie hoher Stromnachfrage
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden und Westen Deutschlands → Einsatz der Netzreserve in Höhe von 3,3 GW und zusätzlich 1,3 GW Redispatchbedarf im Ausland



Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Redispatch	GW
Summe negativer RD	18,7
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,1
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	3,3
Pos. RD (sonstige)	2,0
Pos. RD im Ausland (ohne AT)	1,3
Summe positiver RD	18,7

Ergebnisse

Der Winter 22/23 hat gezeigt, dass die bisher getroffenen Maßnahmen wirken. Für den kommenden Winter erwarten die ÜNB:

- Der innerdeutsche Redispatchbedarf bleibt bei der angenommenen niedrigen Verfügbarkeit französischer KKW weiter hoch, kann aber nach dem aktuellen Stand gedeckt werden. Gründe hierfür sind:
 - Gasversorgung im Winter 23/24 ist deutlich weniger unsicher als im Winter 22/23 (hängt aber weiter vom Temperaturverlauf ab)
 - Der Aktionsplan „Höherauslastung der Stromnetze“, nach dem die ÜNB weitere Maßnahmen zur Höherauslastung der Bestandsstruktur umgesetzt haben
 - Es ist weiterhin eine erhöhte Erzeugungsleistung durch die temporäre Rückkehr von Steinkohlekraftwerken in den Markt gegeben
 - Durch ein Interessenbekundungsverfahren werden ausländische Netzreserve zur Deckung des fehlenden Bedarfs von 1,3 GW (basierend auf BA23 t+1) kontrahiert
 - Im Day-Ahead- oder Intraday-Markt können kurzfristige Maßnahmen wie Countertrading oder ungesichertes Redispatch-Potenzial im Ausland in Absprachen mit den Nachbarländern berücksichtigt werden
- Hinsichtlich der Versorgungssicherheitssituation im Stromnetz erscheinen die Unsicherheiten für den kommenden Winter kleiner als im vergangenen Winter. Dennoch besteht weiter eine starke Abhängigkeit von Temperaturverlauf und Kraftwerksverfügbarkeit. Eine fundierte Einschätzung wird durch den ENTSO-E Seasonal Outlook im Oktober erwartet.