

Prognose der Redispatchkosten und -mengen nach §13 Abs. 10 EnWG

Diese Prognose beruht auf Prämissen der Systemanalyse gem. § 3 Abs. 2 NetzResV, die durch die ÜNB im März 2019 an die Bundesnetzagentur übermittelt wurde. In dieser Analyse konnten die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019 zum Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung nicht berücksichtigt werden. Zudem entsprechen die Annahmen zum Netzausbau dem Stand Q3/2018 des EnLAG-/BBPIG-Monitorings, und die Vorgaben des CEP zu den grenzüberschreitenden Handelskapazitäten wurden entsprechend dem Stand des Trilogverfahrens vom November 2018 modelliert.

01.07.2019

Inhaltsverzeichnis

1. Gesetzliche Basis
2. Hintergrund und Auftrag der Prognosen
3. Randbedingungen der RD Prognosen
4. Mengenprognose - Systematik
5. Mengenprognose - Ergebnis
6. Kostenprognose - Systematik
7. Kostenprognose - Ergebnis

Gesetzliche Basis

§13 Abs. 10 EnWG:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen erstellen jährlich gemeinsam **für die nächsten fünf Jahre** eine Prognose des Umfangs von Maßnahmen nach den Absätzen 1 und 2, die aufgrund von Netzengepässen notwendig sind, und übermitteln diese jedes Jahr spätestens **zum 1. Juli** an die Bundesnetzagentur. Die zugrunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien für die Prognose nach Satz 1 sind der im jeweiligen Jahr erstellten Systemanalyse und den in dem jeweiligen Jahr oder einem Vorjahr erstellten ergänzenden Analysen nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung zu entnehmen. Die Prognose nach Satz 1 enthält eine Schätzung der Kosten. **Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Prognose nach Satz 1.**

Hervorgehoben: Änderungen durch Artikel 3 des Gesetzes vom 7. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549)

Hintergrund und Auftrag der Prognosen

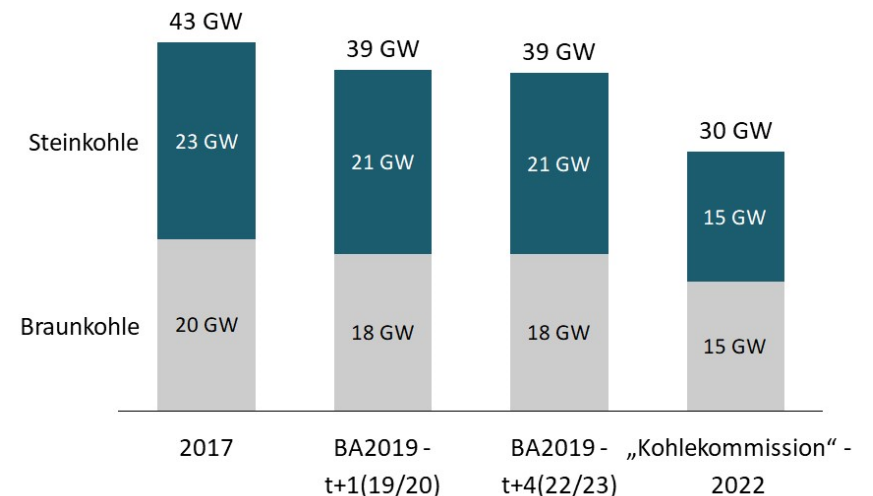
Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 13 Abs. 10 EnWG verpflichtet zum 01. Juli eines jeden Kalenderjahres (Stichtag) gemeinsam der Bundesnetzagentur für die nächsten fünf Jahre eine Prognose über den Umfang von Maßnahmen zum Management von Netzensperrungen vorzulegen. Die Prognose zu diesem Stichtag im Jahr 2019 beruht auf Prämissen der Systemanalyse gem. § 3 Abs. 2 NetzResV, die durch die ÜNB im März 2019 an die Bundesnetzagentur übermittelt wurde. In dieser Systemanalyse wurden die Betrachtungszeiträume 01.04.2019 – 31.03.2020 (Prognosezeitraum t+1) und 01.04.2022 – 31.03.2023 (Prognosezeitraum t+4) zugrunde gelegt.

Die Prognosen für die Zeiträume 01.04.2020 – 31.03.2021 (Prognosezeitraum t+2), 01.04.2021 – 31.03.2022 (Prognosezeitraum t+3) und 01.04.2023 – 31.03.2024 (Prognosezeitraum t+5) wurden durch lineare Interpolation bzw. Extrapolation der Prognosewerte für die Zeiträume (t+1) und (t+4) ermittelt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für die berechneten Prognosezeiträume (t+1) und (t+4) die zu erwartenden Energiemengen für marktbezogene Maßnahmen zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Redispatch (RD) von Marktkraftwerken und Einsatz von Kraftwerken der Netzreserve im Inland (RD-Mengenprognose) und der zugehörigen Kosten (RD-Kostenprognose) ermittelt.

Randbedingungen der Redispatch-Prognose (I)

- Die zugrunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien für der vorliegenden Prognose nach Satz 1 sind der in 2019 erstellten Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung zu entnehmen
- Kohleausstieg:** Am 26.01.2019 hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt und Empfehlungen für den Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung ausgesprochen. Diese Empfehlungen konnten in den Systemanalysen 2019 **nicht** berücksichtigt werden (Fixierung der Eingangsparameter am 01.12.2018).
- Netzausbau:** Der für die jeweiligen Zeithorizonte der BA2019 unterstellte Netzausbauzustand basiert auf dem EnLAG-/BBPIG-Monitoring Q3/2018 („best case“-Annahmen), was zum Zeitpunkt der Eingangsdatenabstimmung (01.12.2018) der aktuellste Kenntnisstand war. Am 24.05.2019 wurden die zwischen dem BMWi, den Bundesländern, der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Ergebnisse zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus veröffentlicht.



Randbedingungen der Redispatch-Prognose (II)

- **Vorgaben des CEP:** In den Systemanalysen 2019 wurden die Vorgaben des CEP, Stand Trilogverfahren vom November 2018, berücksichtigt, insbesondere des Flow-Based Market Coupling (FBMC) in der Marktsimulation und die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) für (t+1; 20%) und (t+4; 47,5%). Die minRAM-Vorgaben des CEP (§§13 und 14)* sind noch immer Gegenstand der energiepolitischen Diskussion. Es ist nicht auszuschließen, dass in den betrachteten Zeithorizonten der BA2019 andere minRAM-Werte gelten könnten, als zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt.
- ⇒ *Änderungen der vorgenannten Rahmenbedingungen werden die Handels- und Lastflusssituationen maßgeblich beeinflussen und damit eine Neuberechnung des Redispatch- und Netzreservebedarfs erfordern.*

*CEP-Entwurf von November, Stand 25.02.2019 §§16 des CEP

Mengenprognose – Systematik (1/3)

Annahmen bei der Ermittlung der Redispatchmengen im Jahreslauf

Die Redispatch-Mengenprognose beruht auf der stündlichen Ermittlung des Redispatch-Bedarfs (Zeitreihenanalyse im Stundenraster) im Prognosezeitraum. Dabei finden in den Markt- und Netzanalysen die mit der Bundesnetzagentur für die Systemanalyse gem. § 3 Abs. 2 NetzResV abgestimmte Markt- und Netzmodellierung, sowie die Methodik zum RD-Einsatz Anwendung. Der Redispatch-Einsatz wurde dabei in einer geschlossenen Optimierung ermittelt, mit dem Ziel Engpassfreiheit herzustellen.

- Basis der Berechnung sind die innerhalb der BA2019 mit der BNetzA abgestimmten Jahresläufe t+1 (Zeithorizont 2019/20) und t+4 (Zeithorizont 2022/23)
- Es handelt sich hierbei um eine (n-1)-Betrachtung. Exceptional contingencies wurden nicht berücksichtigt.
- Rahmenbedingungen:
 - Konstante Topologie über das gesamte Jahr, in die jedoch einige topologische Maßnahmen aus den Erkenntnissen zu der Grenzsituation übernommen wurden
 - RD-Potential im Ausland wird nachrangig freigegeben, um ineffizienten Redispatch aufgrund grenzüberschreitender Engpässe zu vermeiden
 - vertikale Transformatorüberlastungen aufgrund hoher EE-Rückspeisungen aus den Verteilnetzen sind modelltechnisch bisher nicht abgebildet, im aktuellen Modell können lediglich die Maßnahmen berücksichtigt werden, bei denen durch die vertikal unbegrenzten EE-Einspeisemengen horizontale Engpässe im Höchstspannungsnetz entstehen, die dann durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken und Einsenkung der Windeinspeisung (Einsman) beseitigt werden.

Mengenprognose – Systematik (2/3)

Systematische Einflussfaktoren auf die Mengenprognose

Die Methodik der Mengenprognose ist aus den unten aufgeführten Gründen mit großen Unsicherheiten verbunden. Die genannten Einflüsse können sich teilweise gegenläufig auf die RD-Menge auswirken. Einige, wie z.B. die Nichtberücksichtigung von Freischaltungen und Extremereignisse, haben einen sehr starken Einfluss. In Summe kommt es dadurch zu einer systematischen Unterschätzung der RD-Mengen.

- Die Marktmodellierung/Marktsimulation unterstellt einen ideal funktionierenden Elektrizitätsmarkt („perfect foresight“). Der tatsächliche Kraftwerkseinsatz kann aus verschiedenen Gründen davon abweichen. Gründe hierfür können sein: Modellgrenzen und unvollständige Datenlage bzgl. der tatsächlichen technischen Eigenschaften der Kraftwerke im In- und Ausland
- Der Redispatch-Einsatz wird für jede Stunde getrennt optimiert
- Spekulatives Verhalten von Marktteilnehmern wird in der Marktsimulation nicht abgebildet
- Modellannahmen können von tatsächlichen (Nicht-)Verfügbarkeiten von Kraftwerken abweichen
- Zum Zeitpunkt der Prognose liegen noch keine Informationen zu Netzschwächungen infolge betriebsbedingter Freischaltungen (Netzausbau, Instandhaltung, Störungen) im Prognosezeitraum vor

Mengenprognose – Systematik (3/3)

Systematische Einflussfaktoren auf die Mengenprognose

- Zusätzlich wird der Bedarf durch unvorhersehbare Extremereignisse, die in der Regel durch ein zeitgleiches Auftreten mehrerer ungünstiger Faktoren gekennzeichnet sind (z.B. Kältewelle im Januar 2017 gepaart mit außergewöhnlich hohen Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich und Niedrigwasserständen in Flüssen und alpinen Speichern), erheblich beeinflusst. Derartige Extremereignisse sind in Zeitreihenanalysen, die auf Referenzjahren beruhen nicht abgebildet.
- Ebenso unterliegen die Annahmen zur Entwicklung des Erzeugungsportfolios (Zubau und Stilllegung von regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen) und die Lastentwicklung entsprechenden Prognoseungenauigkeiten
- Maßnahmen zur Behebung vertikaler Engpässe auf Transformatoren sind nicht vollständig berücksichtigt, was ebenfalls zu einer tendenziellen Unterschätzung des prognostizierten Maßnahmenumfangs führen könnte
- keine Berücksichtigung von spannungsbedingtem Redispatch
- Die auf den kritischen Netzelementen für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung zu stellende Mindestkapazität (minRAM) wurde für das Jahr 2020 zu 20% angenommen.
- Die Berechnungsvorschrift zur Bestimmung der minRAM-Anpassung (AMR) basiert auf der in CWE angewandten Methodik (Stand Nov. 2018). Diese definiert die minRAM als Mindestkapazität, die allein dem Handel in der Capacity Calculation Region (Region mit lastflussbasierter Marktkopplung) zur Verfügung zu stellen ist.

Kostenprognose – Systematik (1/2)

Annahmen zu Abrufkosten je Kraftwerkstyp

Die Redispatch-Kostenprognose basiert auf den folgenden Preis-Annahmen (Mengenansatz gemäß S-BA):

- Für inländische Marktkraftwerke werden als Abrufkosten nur die jeweiligen Grenzkosten aus der Marktsimulation verwendet, d.h. ohne Werteverbrauch und Opportunitäten gemäß Branchenkompromiss.
- Für Marktkraftwerke in Österreich wird der Mittelwert der Einsatzkosten für Redispatch-Abrufe aus Marktkraftwerken in Österreich im Jahr 2018 angenommen.
- Die Entschädigungspreise für die Einsenkung von Wind-Onshore und Wind-Offshore werden über Durchschnittswerte des Jahres 2018 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Gesamtjahr 2018, 17.05.2019) approximiert. Hinsichtlich der Überführung von Einspeisemanagement in den Redispatch gemäß § 13 EnWG sind kostenseitig keine wesentlichen Veränderungen zu erwarten, statt Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement werden künftig Zahlungen für EEG-Marktprämie und den bilanziellen Ausgleich sehr ähnlicher Höhe fällig.
- Für deutsche Netzreservekraftwerke wird ein Durchschnittswert aus den im BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Gesamtjahr 2018, 17.05.2019) veröffentlichten Abrufkosten, Vorhaltekosten sowie weiterer abrufunabhängiger Kosten ermittelt.
- Die Preise für den Einsatz von Pumpspeichern werden ebenfalls auf Basis von Durchschnittswerten für das Jahr 2018 abgeschätzt.

Kostenprognose – Systematik (2/2)

Risikofaktoren bei der Prognose der Kosten

Die Methodik der Redispatch-Kostenprognose beinhaltet neben den aus der Mengenprognose resultierenden Unsicherheiten die nachstehenden Risikofaktoren:

- Modellierte Grenzkosten der Marktkraftwerke können von den tatsächlichen Redispatchkosten abweichen. Die Abrechnung von potentiellen Mehrkosten für Marktkraftwerke gemäß Redispatch-Branchenkompromiss, insbesondere für die Vergütungskomponenten Werteverbrauch und Opportunitäten, wird derzeit durchgeführt. Als Abschätzung zeichnen sich Mehrkosten durch die zusätzlichen Vergütungskomponenten von bis zu 20% ab. Belastbare Werte werden erst nach Abschluss der Abrechnungen mit den Kraftwerken vorliegen.
- Durch die perfekte Voraussicht innerhalb der Optimierung werden im Modell im Jahreslauf immer die günstigsten Kraftwerke zur Engpassbehebung verwendet, in der Realität müssen zahlreiche Unsicherheiten in den Prognosen und Approximationen berücksichtigt werden.
- Die Abrufkosten der Netzreserve hängen stark von den zur Engpassbehebung eingesetzten Kraftwerken ab. Da spezifische Engpasssituationen von bisherigen Engpasssituationen abweichen und den Einsatz anderer Kraftwerke erforderlich machen können, können die tatsächlichen Kosten von den hier ermittelten durchschnittlichen Kosten abweichen.
- Die neuerlassenen Rahmenbedingungen für Redispatch mit Anlagen ab 100 kW und die damit einhergehende netzebenenübergreifende Koordinierung zwischen ÜNB und VNB erfordern eine grundsätzliche Neugestaltung der Redispatchprozesse. Dies führt zu Unsicherheiten bzgl. der Kostenprognose.

Tendenziell können die verschiedenen Risikofaktoren im Vergleich zur Realität zu einer Unterschätzung der Gesamtkosten führen.

Kostenschätzung auf Basis derzeit vorliegender Bedarfsanalyseergebnisse

Prognose der Gesamtmengen- und Kosten

	2020 ³				2023 ³			
	Mengen [TWh]		Kosten ¹ [Mio Euro]		Mengen [TWh]		Kosten ¹ [Mio Euro]	
	pos. RD	neg. RD	pos. RD	neg. RD	pos. RD	neg. RD	pos. RD	neg. RD
RD marktbasierter KW in DE und AT, PSW und Netzreserve in DE ²	10,4	-4,4	1.046	-96	9,1	-5,9	1.517	-205
RD Windeinspeisung (EinsMan)	0,0	-6,0	0	812	0,0	-3,2	0	364
Summe	10,4	-10,4	1.046	716	9,1	-9,1	1.517	159
Gesamtsumme	---	---	1.762		---	---	1.676	

Inter- und Extrapolation der Ergebnisse⁴

	2020	2021	2022	2023	2024
Gesamtkosten [Mio Euro]	1.762	1.733	1.705	1.676	1.648
pos. Redispatch [TWh]	10,4	10,0	9,5	9,1	8,7
neg. Redispatch [TWh]	-10,4	-10,0	-9,5	-9,1	-8,7

¹ Die Redispatchkosten sind mit positivem Vorzeichen dargestellt, Erlöse aus ersparten Aufwendungen der Kraftwerksbetreiber, die dem ÜNB erstattet werden, mit negativem Vorzeichen.

² Beinhaltet minimale Redispatchmengen im Ausland, die sich aus den Modellannahmen ergeben und für die keine Kosten entstehen.

³ Der Berechnungszeitraum gemäß Systemanalyse reicht vom 01.04. eines Jahres bis zum 31.03. des Folgejahres.

⁴ Die Kosten und Mengen für Redispatch der Zeithorizonte 2021, 2022 und 2024 sind durch lineare Inter- bzw. Extrapolation aus den für die Zeithorizonte 2020 und 2023 ermittelten Kosten und Mengen bestimmt.