



Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2020)

30.06.2020



Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements ist in § 13 Abs. 10 EnWG geregelt

§ 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 Netzengpässen notwendig sind, und übermitteln diese jedes Jahr spätestens **zum 1. Juli an die Bundesnetzagentur**. Die zugrundeliegenden 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.

Der Umfang der Maßnahmen für Engpassmanagement ist über die Szenarien der Systemanalyse 2020 bestimmt

- Die Systemanalyse nach § 3 Abs. 2 NetzResV aus dem Jahr 2020 ermittelt die für das Engpassmanagement erforderlichen Energiemengen für die Zeiträume 01.04.2020 bis 31.03.2021 sowie 01.04.2024 bis 31.03.2025.
- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt.
- Der unterstellte Netzausbauzustand basiert auf dem BMWi-Controlling Q2/2019.
- Für den Zeithorizont 01.04.2024 bis 31.03.2025 werden die Ergebnisse der alternativen Robustheitsprüfung im Sinne der Interpretation des Entwurfs des Kohleausstiegsgesetzes für die Kostenprognose berücksichtigt.

Parameter der Kostenprognose

- Für inländische Marktkraftwerke werden kraftwerksspezifische Grenzkosten aus der Marktsimulation verwendet.
- Bei Marktkraftwerken (inklusive Pumpspeichern) werden Erzeugungsauslagen, Werteverbrauch und Opportunitätskosten abgebildet und über Durchschnittswerte als Abweichung gegenüber den Grenzkosten berücksichtigt.
- Für Marktkraftwerke in Österreich wird der Mittelwert der Einsatzkosten im Jahr 2019 angenommen.
- Einsatzkosten für Pumpspeicher werden auf Basis von Durchschnittswerten für das Jahr 2019 angenommen.
- Für deutsche Netzreservekraftwerke werden vorläufige jährliche Vorhaltekosten aus 2019 berücksichtigt. Abrufkosten werden über Durchschnittswerte von Q4 2018 bis Q3 2019 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen approximiert.
- Die Entschädigungskosten für die Einsenkung von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik werden über Durchschnittswerte von Q4 2018 bis Q3 2019 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen approximiert.
- Dabei wurde das Inflationsziel von 2% der EZB berücksichtigt.

Die Kostenwirkung der Ausschreibungen zur Reduzierung der Steinkohleverstromung in Deutschland wird abgebildet

- Für Steinkohlekraftwerke, für die im Rahmen der Ausschreibungen zur Reduzierung der Steinkohleverstromung eine Systemrelevanz wahrscheinlich ist, werden abrufunabhängige Kosten berücksichtigt.
- Die Vorhaltekosten werden nach einer Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg abgebildet.

Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements sind auf Basis der Systemanalysen ermittelt

	2021	2022	2023	2024	2025
Gesamtkosten [Mio Euro]	1.463	1.410	1.356	1.302	1.249
pos. Redispatch [TWh]	11,3	9,8	8,3	6,8	5,3
neg. Redispatch [TWh]	-11,3	-9,8	-8,3	-6,8	-5,3

- Die der Kostenprognose zugrundeliegenden Mengen wurden in der Bedarfsanalyse 2020 nur für die Jahre 2021 und 2025 ermittelt.
- Die Jahre 2022 bis 2024 resultieren aus einer linearen Interpolation der Werte aus 2021 und 2025.

Netzausbau bedingt Mengenrückgang von 2021 nach 2025 und veränderte Kraftwerkslandschaft verschiebt Leistungsbeiträge der Anlagentypen

- Der unterstellte Netzausbau bewirkt einen Rückgang der Redispatchmengen.
- Die spezifischen Kosten des Redispatch bei Marktkraftwerken steigen durch den Wegfall günstiger Marktkraftwerke wie Kernenergie- und Steinkohleblöcke.
- Der unterstellte Ausbau der Kuppelkapazitäten nach Österreich trägt dazu bei, dass die Redispatchmengen von Marktkraftwerken aus Österreich deutlich sinken.
- Der Fortschritt des Kohleausstiegs macht die Überführung systemrelevanter, stillzulegender Steinkohle-Kraftwerke in die Netzreserve erforderlich, da der Rückgang des Redispatch-Potenzials stärker als der Rückgang des Redispatch-Bedarfs ausfällt. Der Wechsel in die Netzreserve bedingt zusätzliche Vorhaltekosten.
- Der Anteil von Windkraft- und Photovoltaikanlagen am negativen Redispatch, der mit hohen spezifischen Kosten verbunden ist, steigt.

Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements unterliegt Unsicherheiten

- Die Mengen aus den Bedarfsanalysen unterliegen den bekannten Unsicherheiten (Wetterjahr, europäische Marktentwicklung, minRAM, usw.).
- Modellerte Redispatchkosten der Kraftwerke weichen von den tatsächlichen Redispatchkosten ab:
 - Durchschnittsbildung in der Modellierung
 - Unsicherheiten der Marktpreisprognosen (Strom, Brennstoffe, CO₂)
- Durch die perfekte Voraussicht innerhalb der Optimierung werden im Modell im Jahreslauf immer die günstigsten Kraftwerke zur Engpassbehebung verwendet:
 - In der Realität Einschränkungen durch Prognoseunsicherheiten
 - Unsicherheiten der Redispatchverfügbarkeit insbesondere durch Intraday Vermarktung und Besicherungsleistung

Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements unterliegt Unsicherheiten

- Die Ergebnisse der Ausschreibungen zur Reduzierung der Steinkohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) stehen noch aus. Daher ist die anlagenscharf angenommene Überführung von systemrelevanten Steinkohleanlagen in die Netzreserve mit hohen Unsicherheiten verbunden.
- Die Vorhaltekosten für Steinkohlekraftwerke sind mit dem günstigsten Ansatz aus der Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg abgeschätzt. Die tatsächlichen Vorhaltekosten können insbesondere durch Kosten zur Herstellung der Betriebsbereitschaft abweichen.
- Aus dem interpolierten Verlauf der Prognose kann nicht auf eine lineare Senkung der Engpassmanagementkosten in dem betrachteten Zeitraum geschlossen werden, da beispielsweise der Netzausbau einen sprunghaften Einfluss auf die Engpassmanagementkosten hat.
- Durch die verschiedenen Unsicherheiten werden Abweichungen bei den Gesamtkosten auftreten.