



Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2022)

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 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.

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

Die Systemanalyse nach § 3 Abs. 2 NetzResV aus dem Jahr 2022 ermittelt die für das Engpassmanagement erforderlichen Energiemengen für die Zeiträume 01.04.2022 bis 31.03.2023 (t+1) sowie 01.04.2023 bis 31.03.2024 (t+2).

Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt. Für das betrachtete Szenario bedeutet dies, dass folgende Rahmenbedingungen verwendet werden:

- Die Grundlage der Systemanalyse bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVBG). Die Zuschläge der 1. bis 4. Ausschreibungsrunde sind explizit berücksichtigt.
- Der Netzausbauzustand ist gemäß den realistischen Annahmen der ÜNB implementiert.
- Die Vorgaben der EU-Binnenmarkttrichtlinie sind für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Standard Hybrid Coupling“ Ansatz verwendet. Die Kapazitätskalkulationsregionen sind für beide Zeithorizonte die CORE Fokusregion. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten für DE 41 % für t+1 und 51 % für t+2.

Für die Prognose der Kosten des Engpassmanagements wird die Brennstoff-Sensitivität verwendet

In der Basisrechnung für den Zeitraum 2022/23 sind Annahmen aus Studien als Grundlage der Brennstoffpreise verwendet worden, die letztlich von der Realität an den Energiemärkten eingeholt wurden.

Die Preissteigerungen am Energiemarkt im Herbst und Winter 2021/2022 haben die Berücksichtigung einer entsprechenden Brennstoffpreissensitivität für den Zeitraum 2022/23 erforderlich gemacht.

In dieser Sensitivität wurde die deutliche Preissteigerung für Erdgas und CO₂-Emissionen an den Großhandelsmärkten berücksichtigt. Das Marktmodellergebnis dieser Sensitivität spiegelt in Bezug auf den konventionellen Kraftwerkseinsatz und die Preisstruktur am europäischen Strommarkt die aktuelle Situation wider.

Die Brennstoffpreissensitivität stellt somit eine realistische Einschätzung dar und wird deshalb für die Bestimmung der für das Engpassmanagement erforderlichen Energiemengen herangezogen.

Die Parameter der Kostenprognose 2022 werden aus der Kostenprognose 2021 fortgeschrieben und weiterentwickelt

Inländische Marktkraftwerke: Die Erzeugungsauslagen von Gaskraftwerken und Steinkohlekraftwerken werden auf Basis von aktuellen Terminhandelspreisen für Erdgas bzw. Steinkohle und CO₂-Emissions-Zertifikate ermittelt. Für die weiteren inländischen Marktkraftwerke werden kraftwerksspezifische Grenzkosten der Marktsimulation genutzt. Werteverbrauch und Opportunitätskosten werden über prozentuale Auf- und Abschläge abgebildet. Einsatzkosten für Pumpspeicher werden auf Basis von Durchschnittswerten des Jahres 2021 angenommen.

Ausländische Marktkraftwerke: Für Marktkraftwerke in Österreich wird der Mittelwert der Einsatzkosten dieser Anlagen aus dem Jahr 2021 angenommen. Für die übrigen ausländischen Marktkraftwerke wird der Mittelwert der Einsatzkosten aus Oktober 2021 in der Schweiz angenommen. In beiden Fällen erfolgt eine Skalierung der Preise anhand der Peak-Strompreisfutures des jeweiligen Marktgebietes.

Netzreservekraftwerke: Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten werden auf Basis der vorläufigen Kosten des Jahres 2020 auf die im jeweiligen Zeithorizont vorgehaltene Leistung der Netzreservekraftwerke sowie potentieller Netzreservekraftwerke skaliert. Abrufkosten werden über Durchschnittswerte von Q4 2020 bis Q3 2021 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen approximiert. Diese Kosten werden anhand der brennstoffspezifischen aktuellen Terminhandelspreisen und der daraus resultierenden Kraftwerksgrenzkosten skaliert.

Die Parameter der Kostenprognose 2022 werden aus der Kostenprognose 2021 fortgeschrieben

Kapazitätsreservekraftwerke: Abrufabhängige Kosten für Einsätze zum Engpassmanagement werden analog der Netzreserve berücksichtigt. Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten der Kapazitätsreserve werden nicht berücksichtigt, da die Anlagen nicht primär für Engpassmanagement vorgehalten werden.

Windkraft- und Photovoltaikanlagen: Die Kosten für das Herunterfahren von EE-Anlagen sind über die Marktprämie abgebildet. Die Marktprämie ist über die Differenz des anzulegenden Werts und des Monatsmarktwerts bestimmt. Ergibt sich bei der Berechnung der Marktprämie ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie nach Anlage 1 zu § 23a EEG 2021 mit null festgesetzt.

Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements sind auf Basis der Systemanalysen ermittelt

	2023	2024	2025	2026	2027
Gesamtkosten [Mio. Euro]	10.901	11.801	8.009	6.329	5.251
pos. Redispatch [TWh]	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
neg. Redispatch [TWh]	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6

Die der Kostenprognose zugrundeliegenden Mengen sind in der maßgeblichen Brennstoffpreis-Sensitivität der Systemanalyse 2022 für den Zeitraum 01.04.2022 bis 31.03.2023 ermittelt worden. Die in den Basisszenarien für die Zeiträume 01.04.2022 bis 31.03.2023 (t+1) sowie 01.04.2023 bis 31.03.2024 (t+2) für das Engpassmanagement als erforderlich ermittelten Energiemengen sind nahezu identisch. Daher werden die erforderlichen Energiemengen auf Basis der Brennstoffpreis-Sensitivität für die Jahre 2023 bis 2027 als konstant angenommen.

Die Entwicklung der Gesamtkosten ergibt sich unter der Annahme konstanter Energiemengen auf Basis der Terminhandelspreise für Erdgas bzw. Steinkohle und CO₂-Emissions-Zertifikate der jeweiligen Jahre.

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

Die tatsächlichen Mengen können aufgrund der zukünftigen Entwicklung des Wetters in den einzelnen Jahren und der Entwicklung des europäischen Marktumfelds von den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Mengen abweichen.

Aufgrund der unvorhersehbaren weiteren geopolitischen Entwicklungen stellen auch die verwendeten Terminhandelspreise für Erdgas bzw. Steinkohle und CO₂-Emissions-Zertifikate nur die bestmögliche Schätzung zum Zeitpunkt der Prognose dar, sind aber in Hinblick auf die spätere tatsächliche Preisentwicklung als unsicher anzusehen.

Durch die perfekte Voraussicht innerhalb der Optimierung der Systemanalyse werden im Modell im Jahreslauf immer die günstigsten Kraftwerke zur Engpassbehebung verwendet. Des Weiteren kann die Wirkung von Prognoseunsicherheiten und eingeschränkten Kraftwerksverfügbarkeiten nur bedingt in den Systemanalysen abgebildet werden.

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

Das aktuell in der Länder- und Verbändeanhörung befindliche „Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz“ kann zum aktuellen Zeitpunkt zu weiteren nicht voraussehbaren Veränderungen des Kraftwerksparks führen.

Durch die verschiedenen Unsicherheiten sind Abweichungen bei den Gesamtkosten zu erwarten, insbesondere für die weit in der Zukunft liegenden Jahre 2026 und 2027.

Kontaktfolie

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de