

KURZSTUDIE

Preisspitzen am deutschen Strommarkt

Eine empirische Untersuchung des Day-Ahead-Markts
hinsichtlich Kapazitäts-Knappheit und Marktmacht-
Missbrauch in den Jahren 2023 und 2024

3. Dezember 2025

Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH

Autoren:

Johanna Bronisch (bronisch@neon.energy)

Silvana Tiedemann (tiedemann@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)



Preisspitzen am deutschen Strommarkt

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/preisspitzen-strommarkt und unter auf der Website des 50Hertz Scientific Advisory & Project Board.

50Hertz Scientific Advisory & Project Board. Die vorliegende Kurzstudie wurde im Rahmen des 50Hertz Scientific Advisory and Project Boards (SAPB) erstellt. Das SAPB ist ein interdisziplinärer Kreis von Professorinnen und Professoren, die 50Hertz darin unterstützen, neue Denk- und Lösungsansätze zu entwickeln und Erkenntnisse aus der Forschung – wo angemessen – in die Praxis von 50Hertz zu übernehmen. Die Kurzstudie wurde insbesondere durch Experten der TU Berlin, TU Dresden, TU Ilmenau, des Öko-Instituts und des IKEMs unterstützt.

Im Kontext der durch 50Hertz beauftragten SAPB-Studien forschen die beteiligten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler frei und ergebnisoffen. Die Ergebnisse der Studie und daraus entwickelte Handlungsempfehlungen werden von 50Hertz eingehend geprüft und diskutiert, entsprechen aber nicht notwendigerweise alle den Positionen von 50Hertz.

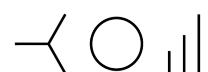
Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Autoren:

Dr. Johanna Bronisch: bronisch@neon.energy

Silvana Tiedemann: tiedemann@neon.energy

Prof. Dr. Lion Hirth: hirth@neon.energy



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Einleitung	5
2 Identifikation von Preisspitzen	7
2.1 Definition von Preisspitzen	7
2.2 Identifikation von Preisspitzen	10
3 Erklärungsansätze für Preisspitzen	13
3.1 Knappheitspreise	13
3.2 Strategische Mengenzurückhaltung	15
4 Anlagenscharfe Kraftwerksanalyse	18
4.1 Hypothesen zur Aktivität einzelner Kraftwerke	19
4.2 Identifikation nicht voll laufender Erzeugung	21
4.3 Kapazitätsfaktoren	25
5 Fazit & Handlungsempfehlungen	26

Zusammenfassung

Preisspitzen. Im Winter 2024 kam es auf dem Day-Ahead-Markt zu außergewöhnlich hohen Großhandelspreisen; am 12. Dezember wurde mit 936 €/MWh ein höherer Preis als in der Gaskrise verzeichnet. Vor dem Hintergrund der politischen und öffentlichen Diskussion untersucht diese Kurzstudie, ob die beobachteten Preisspitzen auf Kapazitätsknappheit oder potenziellen Marktmachtmissbrauch zurückzuführen sind – und welche Rückschlüsse sich daraus für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes ergeben.

Definition. Auf Grundlage eines konservativ parametrisierten Merit-Order-Ansatzes definieren wir Preisspitzen als Stunden, in denen der Day-Ahead-Preis die Kosten einer offenen Gasturbine inklusive Anfahrtkosten übersteigt. Im Zeitraum von 2015 bis 2024 treten lediglich 31 solcher Stunden auf, allesamt in den Jahren 2023 und 2024. Sie entstehen ausschließlich in Situationen sehr geringer Wind- und PV-Einspeisung bei gleichzeitig hoher Residuallast.

Kraftwerkseinsatz. Die anlagenscharfe Auswertung zeigt, dass ein großer Teil der fossilen Kraftwerks- und Pumpspeicherleistung während der Preisspitzen hoch ausgelastet war. Für den überwiegenden Anteil der Anlagen, die nicht oder nicht voll produzierten, finden sich plausible technische oder betriebliche Gründe, darunter Reservebindungen, kurz- und langfristige Nichtverfügbarkeiten sowie industrielle Einschränkungen. Lediglich rund 6 GW Kapazität bleiben ohne klare Erklärung. Insgesamt deutet das Muster stärker auf tatsächliche Angebotsknappheit als auf systematische strategische Mengenzurückhaltung hin.

Knappheitspreise. Unsere Ergebnisse sprechen dafür, dass die Preisspitzen des Winters 2023/24 ökonomisch als Knappheitspreise zu interpretieren sind, in denen selten laufende Spitzenlastkraftwerke Deckungsbeiträge oberhalb ihrer variablen Kosten erzielen. In vergleichbaren Angebots- und Nachfragesituationen ist daher mit erneuten Preisspitzen zu rechnen.

Kapazitätsmarkt. Die Preisspitzen machen deutlich, dass die tatsächlich verfügbare Erzeugungsleistung erheblich unter der installierten Nennleistung gemäß öffentlich verfügbarer Datenquellen (Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur) liegt, vermutlich aufgrund von Alterung, Wartungen oder technischen Störungen. Eine belastbare Bewertung gesicherter Kapazität erfordert deswegen eine konsistente und aktuelle Datengrundlage zu installierter Leistung und tatsächlicher Verfügbarkeit. Die während der Preisspitzen beobachteten Kapazitätsfaktoren – rund 75 % für Gas- und Braunkohle, etwa 50 % für Steinkohle und nur 30 % für Pumpspeicher – unterstreichen, dass konventionelle Anlagen im Kapazitätsmarkt mit realistischen, teils deutlich höheren De-Rating-Faktoren berücksichtigt werden müssen.

1 Einleitung

Hintergrund. Im Winter 2024 stiegen die Großhandelsstrompreise auf dem Day-Ahead-Markt (DE-LU) mehrfach kurzzeitig auf ein außergewöhnlich hohes Niveau. So wurde am 12. Dezember 2024 um 17h ein Preis von 936 €/MWh erreicht. Wie außergewöhnlich diese Preisspitzen waren, zeigt Abbildung 1. Die Preise im letzten Winter überstiegen in einzelnen Stunden sogar die Preise der Energiekrise 2022/23. Einerseits war die Wind- und PV-Stromerzeugung sehr gering. Andererseits haben viele konventionelle Kraftwerke trotz der hohen Preise nicht mit voller Nennleistung Strom erzeugt. Diese Beobachtungen führten zu einer intensiven politischen und öffentlichen Debatte über die Funktion und Resilienz des deutschen Energiesystems.

Day-Ahead-Börsenstrompreis

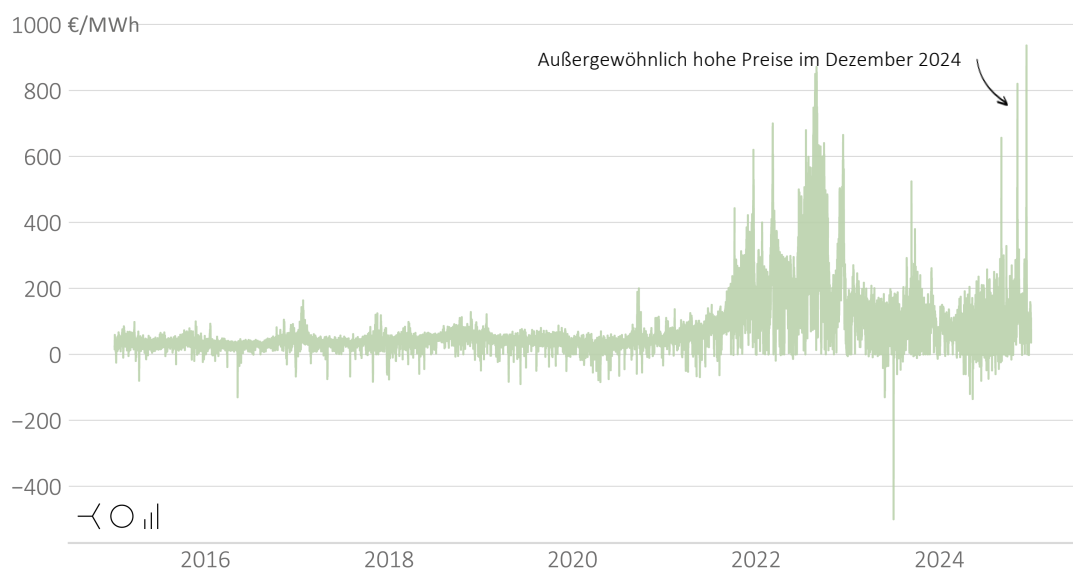


Abbildung 1: Day-Ahead-Börsenstrompreis je Stunde für den Zeitraum 2015 bis 2024 (Quelle: Bundesnetzagentur/SMARD)

Zielsetzung. Mit dieser Studie wollen wir drei Ziele erreichen. Erstens entwickeln wir eine Definition von Preisspitzen und identifizieren 31 Stunden mit Preisspitzen innerhalb der letzten 10 Jahre. Zweitens diskutieren wir theoretisch die zwei wesentlichen Gründe für Preisspitzen, Knappheit von Erzeugungsleistung und Marktmachtmissbrauch. Schließlich untersuchen wir empirisch das Verhalten von Kraftwerken während der Preisspitzen im letzten Jahr.

Bericht. Vor dem Hintergrund der öffentlichen Debatte haben Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt die Preisspitzen im Dezember 2024 ebenfalls untersucht. Der kürzlich veröffentlichte Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass weder Versorgungssicherheitsprobleme bestanden noch Marktmachtmissbrauch nachgewiesen werden konnte. Unsere Kurzstudie, die unabhängig von dem Bericht entstanden ist, deckt sich mit den Ergebnissen des Behördenberichts, und geht gleichzeitig an wichtigen Stellen über diese hinaus, da dort weder die

technologiespezifische Kraftwerksauslastung noch die ökonomischen Ursachen der Preisspitzen untersucht wurden. Dadurch vertieft diese Studie das Verständnis zur Preisbildung im deutschen Strommarkt in der Mitte der 2020er Jahre und liefert wichtige Impulse für die mögliche Reform hin zu einem Kapazitätsmarkt.

2 Identifikation von Preisspitzen

In diesem Abschnitt begründen wir, wann wir den stündlichen Day-Ahead-Preis als „Preisspitze“ bezeichnen: nämlich immer dann, wenn sich die Preise nicht mehr durch Erzeugungskosten allein erklären lassen. Auf Basis dieser Definition identifizieren wir in den letzten 10 Jahren insgesamt 31 Stunden mit Preisspitzen, der Großteil davon Ende 2024.

2.1 DEFINITION VON PREISSPITZEN

Hohe Strompreise. Nicht jeder hohe Preis ist eine Preisspitze. Strompreise schwanken stark – teils innerhalb weniger Stunden. Diese kurzfristigen Preisschwankungen unterscheiden die Strommärkte von anderen Rohstoffmärkten. Der Grund liegt in einer zentralen Eigenschaft von Strom: seiner fehlenden Speicherbarkeit. Dadurch wirken sich Änderungen im Angebot unmittelbar auf die Preise aus – etwa, wenn die verfügbare Erzeugung gering ist, wie bei einer Dunkelflaute, oder künftig bei allgemeiner Energieknappheit. Ebenso führen hohe Brennstoffpreise, wie während der Energiekrise, zu deutlich erhöhten Strompreisen. Schließlich können auch große kurzfristige Laständerungen ein starkes An- und Abfahren von Kraftwerken erfordern und damit kurz sehr hohe Preise verursachen.

Merit-Order-Modell. Um hohe Preise am Strommarkt von Preisspitzen unterscheiden zu können, betrachten wir zunächst die grundlegenden Mechanismen der kurzfristigen Preisbildung. Das sogenannte Merit-Order-Modell beschreibt, wie sich der Strompreis auf Basis der variablen Erzeugungskosten bildet. Im kurzfristigen ökonomischen Gleichgewicht gilt: Die installierte Erzeugungskapazität ist gegeben und kann nicht verändert werden. Weil Investitions- und Fixkosten irreversibel sind („*sunk costs*“), spielen sie keine Rolle für die Produktionsentscheidung. Ein Kraftwerk produziert Strom, solange der Marktpreis seine variablen Kosten deckt – und stellt die Erzeugung ein, sobald der Preis darunterfällt. Sortiert man die Kraftwerke nach ihren variablen Kosten, ergibt sich eine Angebotskurve, deren Schnittpunkt mit der (kurzfristig weitgehend preisunelastischen) Nachfrage den Marktpreis bestimmt (Abbildung 2). Das Kraftwerk an dieser Stelle – das marginale Kraftwerk – setzt den Preis. Damit erklärt das Merit-Order-Modell, warum der Strompreis in der Regel den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, entspricht.

Preisbildung im Merit-Order-Modell

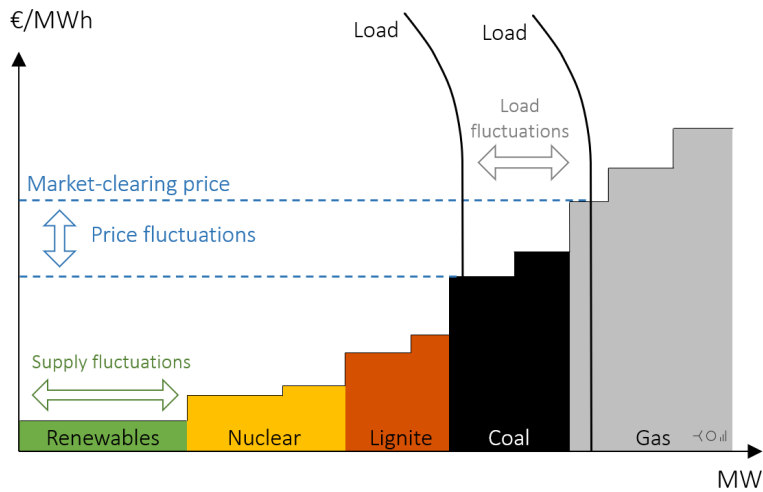


Abbildung 2: Das Merit Order Modell beschreibt konzeptionell, wie Preise auf kurzfristigen Großhandelsmärkten für Strom entstehen. Die Merit Order stellt die Kraftwerke im Strommarkt dar, ansteigend angeordnet gemäß ihrer Produktionskosten, also ohne Berücksichtigung der Investitionskosten.

Anfahrtskosten. Das Merit-Order-Modell beschreibt in seiner einfachsten Form einen Strommarkt, in dem Kraftwerke vollkommen flexibel sind und jede Stunde unabhängig voneinander betrachtet wird. In der Realität ist dies jedoch nur bedingt der Fall: Das Hoch- und Herunterfahren großer thermischer Kraftwerke verursacht erhebliche Anfahrtskosten – sowohl durch zusätzlichen Brennstoffverbrauch als auch durch Verschleiß und Wartungsaufwand. Zudem benötigen viele Anlagen mehrere Stunden, teils Tage, um betriebsbereit zu werden. Diese technischen und wirtschaftlichen Beschränkungen führen dazu, dass Erzeuger ihre Einsatzentscheidung nicht für jede Stunde neu treffen können. Stattdessen müssen sie frühzeitig festlegen, welche Anlagen überhaupt am Markt teilnehmen („Unit Commitment“). Dadurch kann der kurzfristige Preis in einzelnen Stunden über den reinen variablen Kosten liegen. Solche Effekte berücksichtigen wir in unserer Definition von Preisspitzen über die Einbeziehung von Anfahrtskosten in die Berechnung der Kostenschwelle ausdrücklich.

Kostenschwelle. Als „Preisspitzen“ auf dem Day-Ahead-Markt definieren wir Preise, die sich nicht mehr allein durch die variablen Kosten und Anfahrtskosten selbst der teuersten Kraftwerke erklären lassen. Als Referenzpunkt für das teuerste Kraftwerk verwenden wir die Kosten einer Erdgas-befeuerten offenen Gasturbine, weil diese typischerweise das teuerste thermische Kraftwerk ist, das zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt wird. Theoretisch ließe sich die Kostenschwelle auch an noch teureren Technologien, etwa mit Heizöl Extra Leicht (HEL) befeuerten Gasturbinen, orientieren. HEL-befeuerte Gasturbinen spielen im deutschen Strommarkt jedoch nur eine sehr geringe Rolle und nehmen typischerweise nicht regulär am Day-Ahead-Markt teil. Die Grenzkosten einer offenen Gasturbine können hingegen auf Basis transparenter Eingangsgrößen robust und nachvollziehbar abgeleitet werden. Auch mit Blick auf die künftige Systementwicklung bleibt die gasbasierte Spitzenlasttechnologie deutlich relevanter als HEL-befeuerte Anlagen.

Quantifizierung. Eine Preisspitze liegt gemäß dieser Definition dann vor, wenn der beobachtete Day-Ahead-Preis in einer Stunde die variablen Kosten einer offenen Gasturbine unter

Berücksichtigung der Anfahrtkosten übersteigt. Die Grenzkosten, die sich aus dem Erdgaspreis, den CO₂-Kosten, dem technologiespezifischen Wirkungsgrad und den Betriebs- und Anfahrtkosten ergeben, haben wir anhand der in Abbildung 3 dargestellten Formel berechnet. Die Anfahrtkosten werden dabei nur in jener Stunde berücksichtigt, in der der tatsächliche Strompreis erstmals am Tag die Kostenschwelle überschreitet.

$$\text{Kosten einer offenen Gasturbine (€/MWh)} = \frac{(\text{Erdgaspreis} + \text{Gasspeicherumlage}) + (\text{CO}_2\text{-Preis} \cdot \text{Emissionsfaktor})}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{Betriebskosten} + \text{Anfahrtkosten (1x täglich)}$$

Abbildung 3: Formel für die Berechnung der Grenzkosten einer offenen Gasturbine.

Parametrisierung. Die Werte der Parameter sind konservativ angenommen. So stellen wir sicher, dass wir tatsächlich realistische Erzeugungskosten von Anlagen ganz rechts in der Merit Order ermitteln, beispielsweise einen niedrigen Wirkungsgrad von 30 %¹, Betriebskosten in Höhe von 2,5 € / MWh und hohe, einmal täglich anfallende Anfahrtkosten von 200 €/MW. Weitere Parameter, die in die Berechnung einfließen, sind der Emissionsfaktor von 0,2 t CO₂ / MWh sowie der tagesaktuelle Gaspreis (TTF-Future) und CO₂-Preis (ICE EUA). Die Summe dieser Faktoren ergibt die Gesamtkosten, die das rationale Marktangebot der offenen Gasturbine als Preisobergrenze im Markt widerspiegelt. An dem Tag mit dem teuersten Day-Ahead-Stundenpreis der letzten 10 Jahre, dem 12.12.2024, übersteigt der beobachtete Börsenstrompreis die so modellierten Kosten einer offenen Gasturbine durchgehend in 14 Stunden (Tabelle 1).

¹ bezogen auf den unteren Brennwert H_i für den technischen Wirkungsgrad, entspricht 27% bezogen auf den oberen Brennwert H_s, marktüblich für Brennstoffpreise

Tabelle 1: Day-Ahead-Preise und Grenzkosten der offenen Gasturbine in Stunden mit Preisspitzen am 12. Dezember 2024.

Datum	Day-Ahead-Börsenstrompreis (€/MWh)	Kosten der offenen Gasturbine (€/MWh)
12.12.24 07:00	600	418
12.12.24 08:00	656	218
12.12.24 09:00	647	218
12.12.24 10:00	544	218
12.12.24 11:00	465	218
12.12.24 12:00	405	218
12.12.24 13:00	415	218
12.12.24 14:00	490	218
12.12.24 15:00	668	218
12.12.24 16:00	819	218
12.12.24 17:00	936	218
12.12.24 18:00	674	218
12.12.24 19:00	551	218
12.12.24 20:00	296	218

2.2 IDENTIFIKATION VON PREISSPITZEN

Ein neues Phänomen. Im gesamten Analysezeitraum von 10 Jahren sind Preisspitzen nur in 31 einzelnen Stunden aufgetreten. Sie sind also ein extrem seltenes Phänomen, das nur in 0.04 % aller Stunden auftrat. Dabei ist bemerkenswert, dass alle 31 Preisspitzen in den letzten zwei Jahren des Untersuchungszeitraums auftraten: im September 2023 sowie im September, November und Dezember 2024 (Abbildung 4). Preisspitzen sind also empirisch ein neues Phänomen im deutschen Strommarkt. Bemerkenswert ist weiterhin, dass das Preisniveau in der Energiekrise 2021/2022 zwar hoch war, jedoch keine Preisspitzen in unserem Sinne auftraten. Dies deutet darauf hin, dass die extrem hohen Strompreise in der Krise vollständig durch die massiv gestiegenen Brennstoffpreise, insbesondere die hohen Erdgaspreise, erklärt werden können. Die identifizierten 31 Stunden stellen somit Preisereignisse dar, bei denen die Marktpreise über die reinen kurzfristigen Kosten des teuersten Grenzkraftwerks hinausgingen.

Strompreisspitzen seit 2015

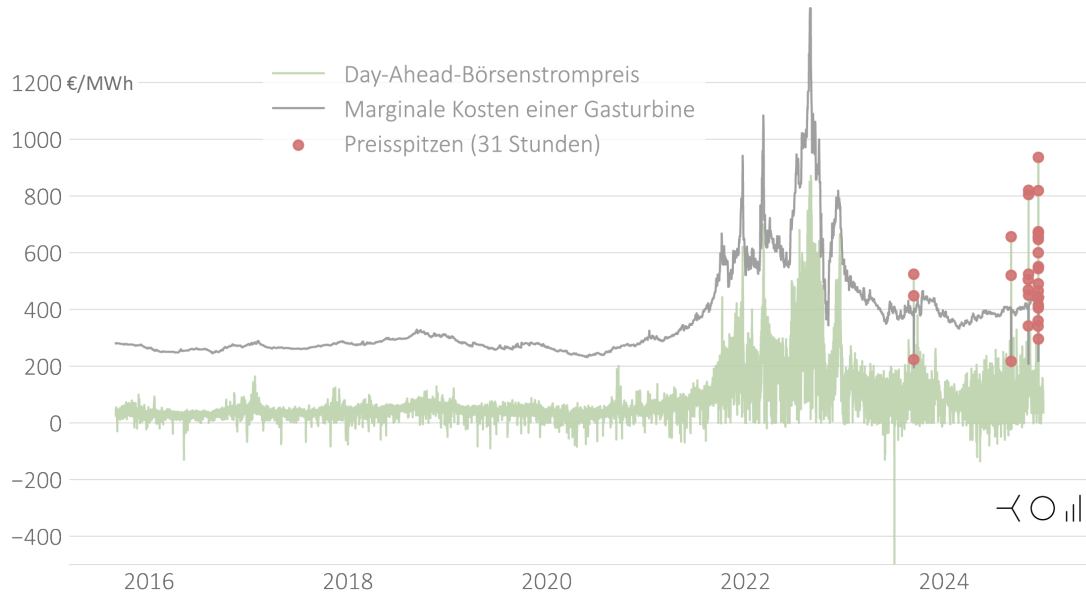


Abbildung 4: Day-Ahead-Strompreise (grün, Quelle: Bundesnetzagentur/SMARD) und die modellierten Grenzkosten einer offenen Gasturbine (grau) im Zeitraum von 2015 bis 2024. Rote Punkte markieren die 31 identifizierten Preisspitzen.

Eigenschaften von Stunden mit Preisspitzen. Um die identifizierten Preisspitzen einzuordnen, haben wir die Stromerzeugung und die Last in den betroffenen Stunden im September, November und Dezember 2024 mit allen übrigen Stunden des zweiten Halbjahres 2024 verglichen. Diese Analyse verdeutlicht, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in den Stunden mit Preisspitzen sehr gering ausfiel (Abbildung 5, links). Diese geringe Erzeugung aus Erneuerbaren traf auf eine hohe Stromnachfrage, was sich insgesamt in einer überdurchschnittlich hohen Residuallast widerspiegelte (Abbildung 5, Mitte). Die Residuallast – der Bedarf, der nicht durch fluktuierende erneuerbare Erzeugung gedeckt werden kann – lag in diesen Stunden mit > 60 GW am oberen Ende der Verteilung. Die hohe Residuallast ist typisch für frühe Abendstunden in Herbst und Winter, in die die Stunden mit Preisspitzen vornehmlich fielen. Die Residuallast wird für gewöhnlich durch Importe und die Erzeugung aus fossilen Kraftwerken gedeckt. Letztere war mit 30 bis 45 GW im Vergleich zu allen anderen Stunden ebenfalls hoch und legt nahe, dass der Großteil der fossilen Kraftwerke in diesen Stunden Strom erzeugt hat. Um herauszufinden, ob zusätzliche fossile Kapazität hätte mobilisiert werden können, untersuchen wir in Abschnitt 4 die Aktivität einzelner fossiler Kraftwerke sowie deren Erzeugung in den kritischen Stunden.

Erzeugung und Last in Stunden mit Preisspitze



Abbildung 5: Alle Stunden in Q3-Q4 in 2024 (grün) und Stunden mit Preisspitzen (rot). Erneuerbare Erzeugung: PV, Wind onshore, Wind offshore. Fossile Erzeugung: Nuklear, Steinkohle, Braunkohle, Gas, Pumpspeicher, andere Fossile. Die Residuallast ist definiert als Netzlast abzüglich PV und Wind Erzeugung. Die Netzlast resultiert aus der Nettostromerzeugung, abzüglich Export-Übertragungsleistung, zuzüglich Import-Übertragungsleistung und abzüglich der Einspeicherleistung von Pumpspeicherkraftwerken (Quelle: ENTSO-E via Bundesnetzagentur/SMARD)

3 Erklärungsansätze für Preisspitzen

In diesem Kapitel betrachten wir zwei ökonomische Erklärungsansätze für Preisspitzen: Knappheitspreise und strategische Mengenzurückhaltung.

3.1 KNAPPHEITSPREISE

Deckung der Fixkosten. Das im vorherigen Kapitel vorgestellte Merit-Order-Modell beschreibt den Strommarkt im kurzfristigen Gleichgewicht: Der Preis entspricht jeweils den variablen Kosten des teuersten zur Deckung der Nachfrage benötigten Kraftwerks. Investitions- und Fixkosten spielen dabei keine Rolle. Langfristig kann ein solcher Marktmechanismus jedoch nicht zu einem wirtschaftlich tragfähigen Kraftwerkspark führen. Das letzte zur Deckung der Nachfrage erforderliche Kraftwerk läuft in der Theorie nur genau eine Stunde. In dieser Stunde kann das Kraftwerk über seine variablen Kosten keinen Gewinn erzielen und somit Fix- und Investitionskosten nicht decken. Inframarginale Kraftwerke können zwar einen Deckungsbeitrag erwirtschaften, gegebenenfalls jedoch nicht in ausreichendem Maße, um ihre Investitionskosten zu refinanzieren.

Knappheitspreise. Die Theorie der Knappheitspreise („Peak-Load Pricing“ oder „Scarcity pricing“) beschreibt, wie in einem langfristigen Marktgleichgewicht auch Fixkosten refinanziert werden können. In einem stark vereinfachten System mit vollständig preisunelastischer Nachfrage – also, wenn der Stromverbrauch unabhängig vom Preis konstant bleibt – entspricht der Marktpreis in fast allen Stunden weiterhin den variablen Kosten des marginalen Kraftwerks. Nur in wenigen Stunden mit besonders hoher Nachfrage steigt der Preis deutlich über dieses Niveau hinaus, sodass die Fixkosten der Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. In diesen Stunden ist die verfügbare Kapazität knapp, und der resultierende hohe Preis wird als Knappheitspreis bezeichnet.

Literatur. Diese Idee ist keineswegs neu: Die Grundlagen der Peak-Load-Pricing-Theorie wurden bereits 1949 von Marcel Boiteux entwickelt ([englische Wiederveröffentlichung 1960](#)), einem Ökonomen und späteren Leiter von Électricité de France. In den 1950er- und 1960er-Jahren wurde das Konzept durch Beiträge von [Houthakker \(1951\)](#), [Steiner \(1957\)](#) und [Hirshleifer \(1958\)](#) weiter vertieft und in unterschiedlichen Modellen generalisiert. Einen Überblick über diese Literatur bieten [Crew et al. \(1995\)](#), und eine gut zugängliche Darstellung findet sich bei [Green \(2005\)](#).

Screening Curve-Modell. Wie sich diese langfristigen Gleichgewichte herleiten lassen, zeigt das sogenannte Screening Curve-Modell. Es verbindet die kurzfristige Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order) mit deren langfristigen Kostenstrukturen und veranschaulicht, wie sich sowohl der optimale Kraftwerksmix als auch die Höhe der Knappheitspreise ergeben. Jede Erzeugungstechnologie wird dabei durch eine Kostenlinie (Screening Curve) beschrieben, die ihre Gesamtkosten pro MWh – bestehend aus Fix- und variablen Kosten – in Abhängigkeit von

den Volllaststunden zeigt (siehe Abbildung 6). Je häufiger eine Anlage läuft, desto stärker verteilen sich ihre Fixkosten auf die erzeugte Energiemenge. Der Schnittpunkt der Screening Curves verschiedener Technologien bestimmt, welche Technologie in welchem Lastbereich am günstigsten ist: Grundlastkraftwerke (z. B. Kernenergie) mit hohen Fix- und niedrigen variablen Kosten, Mittellastanlagen (Kohle) sowie Spitzenlastkraftwerke (Gas, Diesel) mit zunehmend niedrigeren Fixkosten, aber höheren variablen Kosten. In Kombination mit der Lastdauerlinie wird deutlich, dass nur wenige Stunden im Jahr sehr hohe Preise erforderlich sind, damit auch selten eingesetzte Spitzenlastanlagen ihre Fixkosten decken können. Damit dieses „letzte Kraftwerk“ trotz geringer Einsatzzeiten wirtschaftlich betrieben werden kann, muss der Preis in diesen wenigen Stunden so weit steigen, dass die Fixkosten refinanziert werden. Im theoretischen Grenzfall mit vollständig preisunelastischer Nachfrage bei Betrachtung eines Jahres kann der Preis in genau einer Stunde des Jahres den annuierten Fixkosten plus variablen Kosten entsprechen (im dem Beispiel aus Abbildung 6 genau 130 060 €/MWh).

Screening Curve-Model

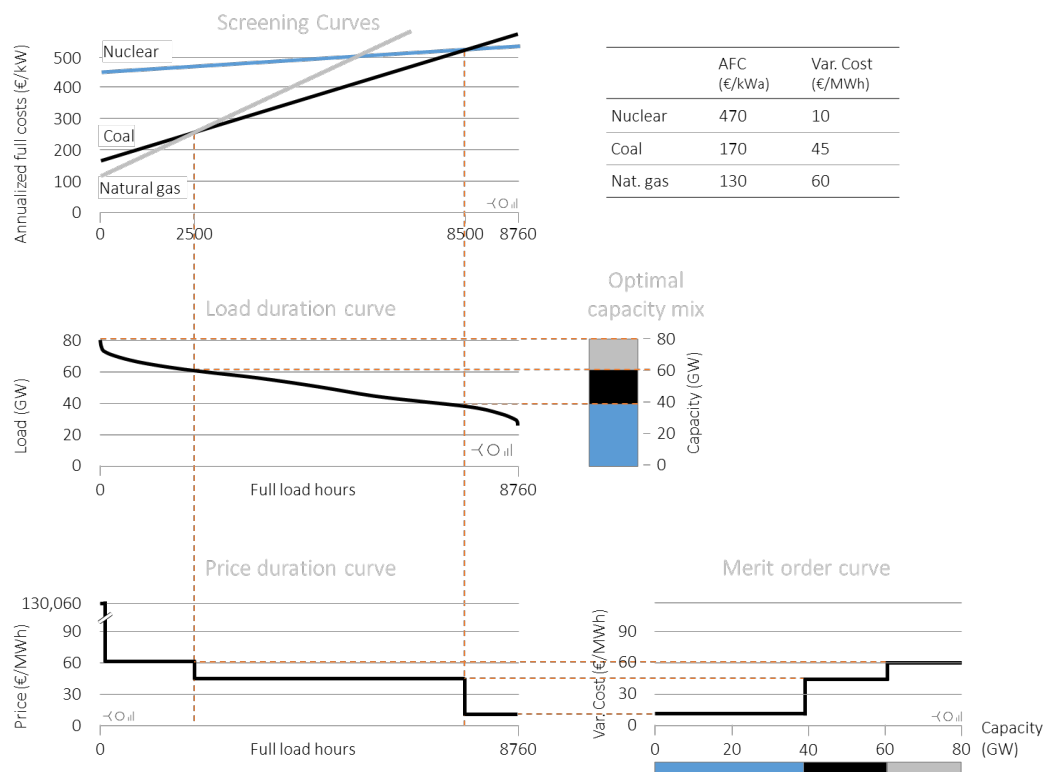


Abbildung 6: Screening Curve Model. Quelle: Open Electricity Economics auf Basis von *Electricity and Markets* von Richard Green, 2005.

Stilllegungen und Investitionsanreize. Stellen sich keine Knappheitspreise ein oder werden sie regulatorisch verhindert – etwa, wenn Preisspitzen fälschlich als Folge eines Missbrauchs von Marktmacht interpretiert werden – können Erzeuger ihre Fixkosten nicht decken und werden nicht investieren. Steigen die Preise dagegen dauerhaft über das zur Kostendeckung erforderliche Niveau, erzielen Betreiber Übergewinne. Diese Überrenditen ziehen neue Investoren an, wodurch zusätzliche Kapazitäten entstehen, und der Wettbewerb zunimmt. In der Folge sinken die Preise wieder. Die Preise sinken so lange, bis sich ein langfristiges Gleichgewicht einstellt, in dem alle Erzeuger ihre Kosten decken, aber keine Übergewinne erzielen.

Diese Argumente gelten für ein langfristiges ökonomisches Gleichgewicht, in dem sich wesentliche Parameter (Verfügbarkeit von Technologien, Brennstoffpreise, etc.) stabil bleiben.

Modellannahmen und Nachfrageverhalten. Die bisherige Darstellung vereinfacht die Realität stark, um die Mechanismen analytisch nachvollziehbar zu machen. In Wirklichkeit wäre das Preisniveau in Knappheitssituationen zwar hoch, aber nicht so extrem, wie es das theoretische Modell aus Abbildung 6 nahelegt. Der Strommarkt umfasst deutlich mehr Technologien, darunter auch sehr teure Spitzenlastanlagen wie ältere Gas- oder Dieselmotorkraftwerke, die in Engpassphasen zusätzliche Angebotsstufen bilden. Zudem reagieren Verbraucher bei sehr hohen Preisen zumindest teilweise auf Preissignale. Wird die Nachfrage bei steigenden Preisen geringer, treten Knappheitspreise nicht nur in einer einzigen Stunde auf, sondern in mehreren Phasen mit angespannter Versorgungslage. Ein theoretisches Preislimit ergibt sich dabei aus der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher. Oberhalb dieses Wertes wäre es für Nachfrager günstiger, den Verbrauch zu reduzieren, als weiterhin Strom zu beziehen.

Nützlichkeit. Die Theorie der Knappheitspreise ist kein Prognosemodell im engeren Sinn, sondern beschreibt die ökonomische Logik hinter hohen Preisen. In der Realität treten aus den oben genannten Gründen keine einzelnen Stunden mit extremen Preisniveaus auf, sondern mehrere Stunden, in denen die Strompreise über den variablen Kosten der Spitzenlastkraftwerke liegen. Über diese Stunden hinweg erzielen die Anlagen die notwendigen Deckungsbeiträge, um ihre Fixkosten zu refinanzieren – beispielsweise zehn Stunden mit rund 13.060 €/MWh statt einer einzigen Stunde mit 130.060 €/MWh. Gleichzeitig verdeutlicht die Theorie, dass der ökonomische Wert von Strom in Knappheitssituationen um ein Vielfaches höher sein kann als im Normalbetrieb. Verglichen mit diesen theoretischen Werten sind die im letzten Jahr tatsächlich beobachteten Preise immer noch sehr moderat.

Fazit. Preise, die deutlich über den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks liegen, sind erwartbar, weil sie in Knappheitssituationen aus dem marktwirtschaftlichen Gleichgewicht resultieren. Außerdem sind sie notwendig, um die Fix- und Investitionskosten der Erzeugungskapazitäten zu refinanzieren, und grundsätzlich vereinbar mit funktionsfähigem Wettbewerb. Solche Knappheitspreise per se sind somit kein Anzeichen für Marktversagen, sondern ein notwendiges Element eines funktionierenden Strommarkts, das langfristig Investitionen sichert und Versorgungssicherheit gewährleistet. Dass sie in der Vergangenheit nicht aufgetreten sind, wäre damit lediglich ein Zeichen dafür, dass der Markt keine hinreichenden Gewinne für Neuinvestitionen in Spitzenlast-Kraftwerke anzubieten hatte. So gesehen kann man das Auftreten von Preisspitzen im deutschen Strommarkt eher als ein Zeichen der Normalisierung denn als Anlass zur Sorge sehen.

3.2 STRATEGISCHE MENGENZURÜCKHALTUNG

Strategische Mengenzurückhaltung. Ein weiterer möglicher Grund für hohe Großhandelspreise ist die strategische Mengenzurückhaltung durch Erzeuger. Darunter versteht man das bewusste Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten durch einzelne Marktteilnehmer, um den Marktpreis künstlich zu erhöhen. Dies setzt Marktmacht voraus, also die Fähigkeit, durch eigenes Verhalten den Preis zu beeinflussen. Zwar haben in den meisten Situationen nur wenige

Unternehmen in Deutschland die dafür notwendige Größe. In Knappheitssituationen werden jedoch alle Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage benötigt und sind sogenannte „pivotale Kraftwerke“. Dadurch verändern sich auch die Anreize für *alle* in diesen Situationen verfügbaren Kraftwerke gegenüber normalen Situationen. Insbesondere könnten auch Akteure oberhalb ihrer variablen Kosten bieten, die in anderen Situationen keine Marktmacht hätten. In der Praxis ist ein missbräuchliches Verhalten jedoch schwer nachzuweisen, da nicht jede Nichtverfügbarkeit oder jedes hohe Gebot automatisch auf Manipulation hindeutet.

Begründung. Ökonomisch ist strategische Mengenzurückhaltung dann rational, wenn der Gewinnzuwachs durch höhere Marktpreise die entgangenen Erlöse der nicht oder nicht in Volllast laufenden Anlagen übersteigt. Der Mechanismus ähnelt dem klassischen Oligopolverhalten: Indem ein Unternehmen das verfügbare Angebot verknappt, steigt der Marktpreis für alle verbleibenden Mengen. So kann der Gewinn über die gesamte Erzeugung eines Unternehmens trotz geringerer physischer Produktion zunehmen.

Formen der Mengenzurückhaltung. In der Praxis kann strategische Mengenzurückhaltung auf verschiedenen Wegen erfolgen:

- **Nichtvermarktung verfügbarer Kapazität:** Anlagen werden gar nicht oder nur teilweise in den Markt eingebracht. Oft werden dabei Anlagen gewählt, für die sich „plausible Gründe“ wie Wärmelieferverpflichtungen anführen lassen.
- **Überhöhte Gebote („Economic withholding“):** Kraftwerke bieten ihre Energie zu Preisen an, die deutlich über den Grenzkosten liegen, wodurch sie in der Merit-Order nicht mehr zum Zuge kommen. Der Preis steigt, weil günstigere Kapazitäten scheinbar fehlen.
- **Meldung von Nichtverfügbarkeit („Physical withholding“):** Kapazitäten werden als technisch nicht verfügbar gemeldet – etwa wegen angeblicher Störungen oder Wartungen. Anstatt Störungen zu provozieren, können natürlich auch tatsächlich auftretende Störungen langsamer als möglich behoben werden. Dadurch wird das verfügbare Angebot am Spotmarkt reduziert.

Empirische Evidenz. Empirische Analysen internationaler Strommärkte belegen, dass strategische Mengenzurückhaltung statistisch gesehen durchaus vorkommt. Eine aktuelle Untersuchung von Xu et al. (2025) findet Hinweise auf strategische Mengenzurückhaltung in etwa 8 % der Stunden am deutschen Markt, insbesondere verursacht durch Gas-und-Dampf-Kraftwerke (CCGT). Demnach steigt die Wahrscheinlichkeit, dass eine Anlage nicht produziert, um rund 1 Prozentpunkt je zusätzlichem Euro Gewinn pro MW, der dem Betreiber durch einen höheren Marktpreis zufällt. Bei einem potenziellen Mehrerlös von 200 €/MW erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass eine Anlage stillsteht, von etwa 24 % auf 71 % (Xu et al., 2025).

Hedging. Allerdings bestehen in der Praxis starke ökonomische Anreize gegen strategische Mengenzurückhaltung. Viele Erzeuger haben einen großen Teil ihrer erwarteten Stromproduktion bereits über Termin-Verträge langfristig verkauft. Über Hedging-Strategien sichern sich Erzeuger Preise und Einnahmen im Voraus und reduzieren damit den Einfluss kurzfristiger Spotmarktpreise auf den Gewinn. Aus Risikoabsicherungsgesichtspunkten ist es für Unternehmen rational und gängige Praxis. Kurz vor Lieferung haben Erzeuger in der Regel einen Großteil

der Erzeugung abgesichert. Ein hoher Hedge-Anteil schwächt den Anreiz zur strategischen Zurückhaltung erheblich: Wenn ein Unternehmen beispielsweise 99 % seiner erwarteten Erzeugung bereits zu festen Preisen verkauft hat, würde ein Preisanstieg am Spotmarkt nur noch für das verbleibende 1 % zusätzliche Gewinne bringen. Der ökonomische Nutzen einer künstlichen Preissteigerung sinkt damit fast auf null.

Absicherungs-Quoten von Unternehmen im Zeitverlauf

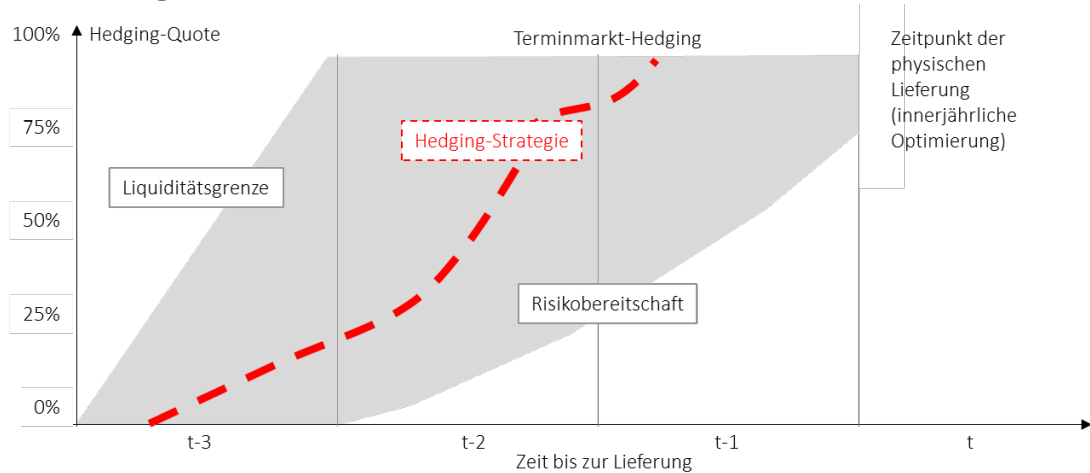


Abbildung 7: Veränderung der typischerweise von Unternehmen abgesicherten Mengen über die Zeit (Quelle: eigene Darstellung)

Hedging in Preisspitzen. Hedging erfolgt jedoch typischerweise überwiegend mit Peak- und Base-Terminkontrakten. Deswegen sind Unternehmen vielleicht *im Durchschnitt* über alle Stunden eines Monats zu 100 % abgesichert, in einzelnen Stunden jedoch deutlich weniger oder mehr. In Spitzenlastsituationen, in denen überdurchschnittlich viel Strom erzeugt wird, sind Erzeuger deswegen i.d.R. zu deutlich weniger als 100 % ihrer Erzeugung abgesichert. In solchen Stunden steigt der potenzielle Gewinn aus einem Preisauftrieb – und damit auch der Anreiz, strategisch Kapazität zurückzuhalten.

Fazit. Strategische Mengenzurückhaltung kann zu Preisspitzen führen, wenn Marktteilnehmer über ausreichende Marktmacht verfügen und die regulatorische Überwachung ineffektiv ist. Mengenzurückhaltung zur Ausübung von Marktmacht ist illegal, aber in der Praxis nur schwer eindeutig von legitimen technischen oder wirtschaftlichen Gründen zu trennen. In der Praxis erfordert strategische Mengenzurückhaltung allerdings komplexe Handelsstrategien und eine Optimierung über das gesamte Portfolio. Theoretisch mindern umfangreiche Hedging-Positionen den Anreiz deutlich, bieten aber keinen vollständigen Schutz. Eine wirksame Marktüberwachung sollte daher nicht nur auf die Unternehmensgröße, sondern auch auf Hedging-Profile und Gebotsverhalten achten, um Manipulationsrisiken in Knappheitssituationen frühzeitig zu erkennen. In der quantitativen Analyse untersuchen wir deswegen auch die Verfügbarkeiten von einzelnen Kraftwerksblöcken, präsentieren Ergebnisse aber nur aggregiert nach Technologien.

4 Anlagenscharfe Kraftwerksanalyse

In diesem Abschnitt untersuchen wir das Erzeugungsverhalten konventioneller Kraftwerke während der Stunden mit identifizierten Preisspitzen. Insbesondere beleuchten wir, ob in diesen Stunden tatsächlich zusätzliche fossile Erzeugungskapazität verfügbar gewesen wäre, und identifizieren verschiedene Gründe und Betriebszustände, welche plausible Hypothesen dafür liefern, warum einzelne Kraftwerksblöcke nicht ihre maximale Erzeugungsleistung erbracht haben.

Installierte Leistung. Für unsere Analyse haben wir die Erzeugungsdaten fossiler und Wasserkraftwerke herangezogen, die über die ENTSO-E Transparency Plattform gemeldet werden. Wir konzentrieren uns dabei auf Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Pumpspeicherkraftwerke. Da auf der ENTSO-E Transparency Plattform nur Anlagen größer gleich 100 MW gemeldet werden und Einspeisungen in Industrie-, Bahn- und Arealnetze unberücksichtigt bleiben, ist die Gesamtkapazität dieser Anlagen in Summe kleiner als die summierte, in Deutschland installierte Leistung dieser Technologien. Dies wird im Vergleich mit der von der BNetzA gemeldeten installierten Nettoerzeugungsleistung deutlich (Abbildung 8), die alle Anlagen mit mind. 1 MW installierter Leistung abbildet. Insbesondere bei Erdgas ist die Abdeckung gering. Hier summieren sich die über die Transparenzplattform gemeldeten Kraftwerke auf knapp unter der Hälfte der Leistung nach BNetzA-Liste. Dass Erzeugungsdaten für kleiner Anlagen nicht verfügbar sind, ist für die Analyse im Rahmen dieser Studie akzeptable, weil die Vermutung naheliegt, dass kleinen Akteure wenig Marktmachtpotenzial besitzen.

Installierte Leistung im Datensatz im Vergleich zur BNetzA-Liste

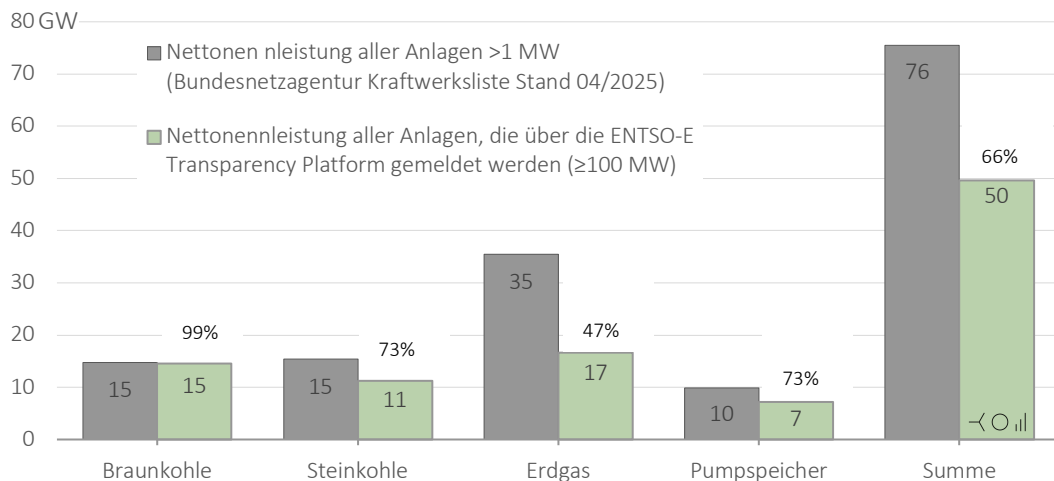


Abbildung 8: Von der Bundesnetzagentur veröffentlichte installierte Nettonleistung aller Anlagen >1 MW (grau) und Nettonleistung aller auf der ENTSO-E Transparency Plattform gemeldeten Anlagen ≥ 100 MW (grün). Rechts: Summe der abgebildeten Technologien.

Datenqualität. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass die Qualität der Meldungen – sowohl in Bezug auf die Erzeugung als auch auf geplante Wartungen

und ungeplante Reparaturen – nur schwer überprüfbar ist und möglicherweise nicht repräsentativ für die gesamte Anlagenbestand.

4.1 HYPOTHESEN ZUR AKTIVITÄT EINZELNER KRAFTWERKE

Knappheitspreise. Spitzenpreise am Strommarkt lassen sich als ökonomisch legitime Knappheitspreise interpretieren, wenn selbst die fossilen Grenzkraftwerke während der Preisspitzen voll produzieren. In diesem Fall übersteigt der angebotene Preis die variablen Grenzkosten des teuersten Kraftwerks.

Voll produzierend. Unsere Analyse zielt darauf ab, diese Voraussetzung anhand des tatsächlichen Erzeugungsverhaltens der Anlagen zu überprüfen. Dafür untersuchen wir für jede einzelne Preisspitze für jede einzelne Anlage, ob diese Strom erzeugt hat, und wie viel. Wir definieren eine Anlage als "voll produzierend", wenn ihre Erzeugung nahe an ihrer maximalen Erzeugungsleistung, das heißt bei mindestens 80 % liegt. Mit dem Grenzwert von 80 % berücksichtigen wir mögliche Betriebseinschränkungen, wie Regelleistungsvorhaltung oder Rampenrestriktionen. Für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) haben wir pauschal einen größeren Abschlag von 50 % gewährt, da KWK-Anlagen gleichzeitig Strom und Nutzwärme erzeugen und die Auskopplung von Wärme im Vergleich zum reinen Kondensationsbetrieb eine notwendige Reduktion der maximal möglichen elektrischen Leistung bedingt. Der Schwellenwert von 50 % ist gezielt großzügig gewählt, um die technisch und betriebswirtschaftlich bedingt eingeschränkte Produktion von potenziell strategischem Zurückhalten von Kapazität zu trennen.

Maximale Erzeugungsleistung. Als maximale Erzeugungsleistung haben wir nicht die theoretische Nettonennleistung aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur herangezogen, sondern die tatsächlich beobachtete maximale Erzeugung der jeweiligen Anlage im Zeitraum von September bis Dezember 2024. Damit tragen wir dem Umstand Rechnung, dass Anlagen aufgrund ihres Alters, ihres technischen Zustands oder des aktuellen Zeitpunkts im Wartungszyklus nicht ihre theoretische Nettonennleistung erbringen können. Für die meisten Anlagen entspricht die gelistete Nennleistung der beobachteten maximalen Erzeugung. In Wenigen Fällen weichen die Werte bis zu 20% voneinander ab. Tatsächlich lag die beobachtete maximale Erzeugungsleistung für einige wenige Anlagen sogar über der in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geführten Nennleistung.

Eingeschränkte oder keine Erzeugung. Neben voll produzierenden Anlagen identifizieren wir jene Blöcke, die während der Preisspitzen nicht voll oder gar nicht produzieren, für die jedoch eine plausible Hypothese für dieses Verhalten existiert. Solche "guten Gründe" umfassen die Bindung in der Netz- oder Kapazitätsreserve, industrielle Betriebseinschränkungen, dauerhafte Inaktivität aufgrund von Stilllegung oder eine über die ENTSO-E Transparency Plattform gemeldete Nichtverfügbarkeit aufgrund geplanter Wartungsarbeiten oder ungeplanter Ausfälle. Die Interpretation von Preisspitzen als legitime Knappheitspreise wird gestärkt, wenn plausible Hypothesen für den Großteil, der nicht voll oder nicht produzierenden Anlagen formuliert werden können.

Marktmachtmissbrauch. Die Möglichkeit von Marktmachtmissbrauch oder strategischer Zurückhaltung von Erzeugungsleistung ist als alternativer Erklärungsmechanismus für die beobachteten Preisspitzen dann naheliegend, wenn Erzeugungsanlagen ohne plausible Hypothese nicht oder nur eingeschränkt produzieren. Fehlen diese Gründe, könnte die ungenutzte Leistung auf eine bewusste Angebotsverknappung hindeuten, mit dem Ziel, den Preis über das Niveau des reinen Knappheitspreises zu treiben. An dieser Stelle sei angemerkt, dass wir gemeldete Nichtverfügbarkeiten in unserer Analyse zwar als plausible Erklärung bewerten, es jedoch denkbar ist, dass solche Meldungen als Strategie zur Verschleierung von Mengenzurückhaltung herangezogen werden.

Kategorisierung. Die Kriterien für die aufgeführte Kategorisierung der Anlagen fassen wir in Tabelle 2 zusammen. In unserer Analyse sind wir bei der Kategorisierung schrittweise vorgegangen, um diejenigen Anlagen zu identifizieren, die ohne plausible Hypothese nicht voll produziert haben.

Tabelle 2: Anlagenkategorisierung in Stunden mit Preisspitzen.

Kategorie	Hypothese	Definition
Alle gemeldeten Anlagen		Alle Anlagen, für die zwischen September und Dezember 2024 Daten Erzeugungsdaten auf der ENTSO-E Transparency Plattform gemeldet wurden.
Voll produzierend		Anlagen, die an einem Tag mit Preisspitzen voll produziert haben. Das bedeutet, die Erzeugung war nicht geringer als 80 % der maximalen Leistung in mehr als 30 %* der Preisspitzenstunden eines Tages. Für KWK-Anlagen beträgt das Leistungskriterium 50 %. Die maximale Leistung ist definiert als die maximale beobachtete Erzeugungsleistung zwischen 01.09.2024 und 31.12.2024. * Die Anzahl der Stunden mit Preisspitzen schwankt zwischen 3 und 14 Stunden an einem Tag. Mit dem Toleranzkriterium von 30% der Stunden stellen wir sicher, dass normale betriebliche Schwankungen und kurzfristigen Einschränkungen nicht fälschlicherweise als gezielte Mengenzurückhaltung interpretiert werden.
Nicht voll produzierend oder keine Erzeugung mit plausibler Hypothese	Netz- oder Kapazitätsreserve	Anlagen in der Netz- oder Kapazitätsreserve
	Industrieprozesse	Trifft nur für Kuppelgas Anlagen zu, d.h. GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung. Diese verbrennen Gas aus industriellen Prozessen und sind dementsprechend durch den Betrieb der Industrieanlagen und die Verfügbarkeit von Kuppelgas eingeschränkt in ihrer Stromerzeugung.
	Keine Erzeugung	Anlagen, die im gesamten Zeitraum (01.09. – 31.12.2024) keinen Strom erzeugt haben und trotzdem auf der ENTSO-E Transparency Plattform gemeldet wurden.
	Langzeit nichtverfügbar	Anlagen, die auf der ENTSO-E Transparency Plattform als nichtverfügbar gemeldet waren, d.h. Meldungen gingen mehr als 5 Tage vor einer Stunde mit Preisspitzen ein.
	Kurzzeit nichtverfügbar	Anlagen, die kurzfristig als nichtverfügbar auf der ENTSO-E Transparency Plattform gemeldet waren: 1) Meldung innerhalb der 5 Tage vor einer Preisspitzenstunde oder 2) Meldung erst nach der Preisspitzenstunde aber für den Zeitraum der Preisspitzenstunde
Nicht voll produzierend ohne Hypothese		Anlagen, die keines der vorhergehenden Kriterien erfüllen.

4.2 IDENTIFIKATION NICHT VOLL LAUFENDER ERZEUGUNG

Vorgehen. Die Analyse des Erzeugungsverhaltens konventioneller Kraftwerke während der Preisspitzen unterteilt die gesamte Erzeugungsleistung (dunkelgrau) in drei Kategorien (Abbildung 9): die Leistung der Anlagen, die voll produziert haben (hellgrau); 2) die Leistung der Anlagen, die nicht voll oder nicht produziert haben, für deren Verhalten jedoch eine plausible Hypothese vorliegt (hellgrün); 3) die Leistung der Anlagen, die voll produziert haben, ohne dass eine plausible Hypothese vorliegt (dunkelgrün).

Kategorisierung der Aktivität einzelner Anlagen während Preisspitzen

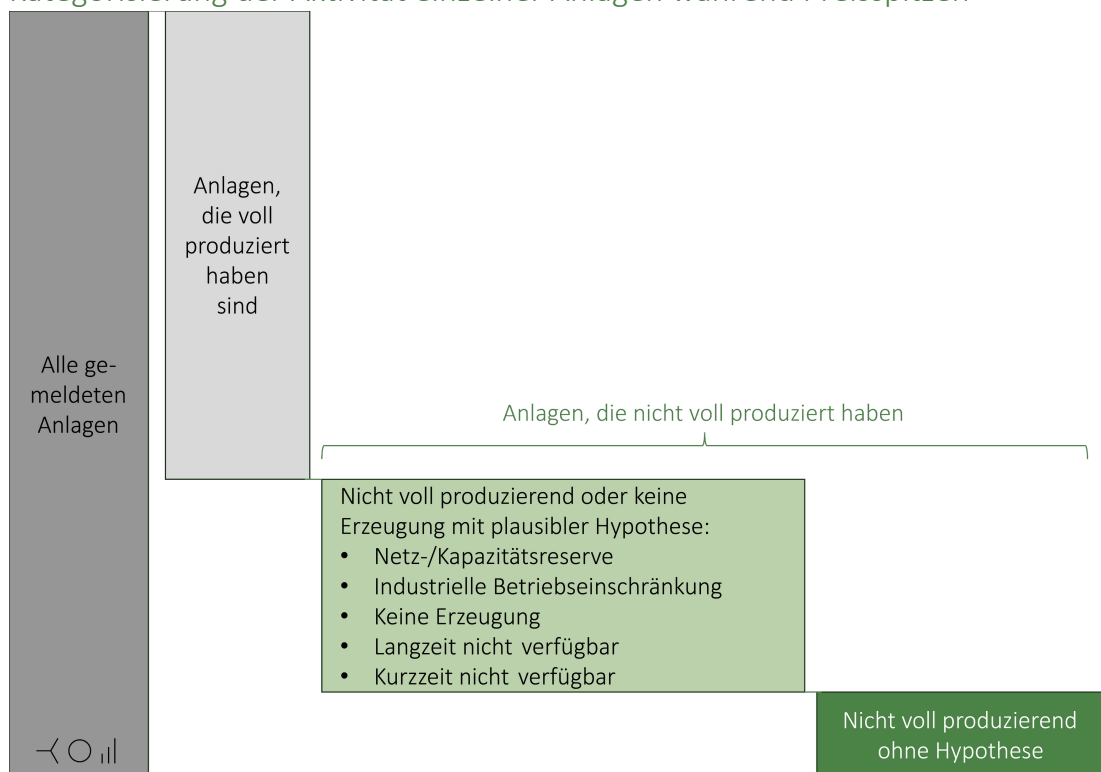


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Kategorisierung einzelner Anlagen. Die Kategorisierung entspricht den in Tabelle 2 aufgeführten Kriterien.

Knappheit. Abbildung 10 zeigt die durchschnittliche Erzeugungskapazität je Kategorie in Wasserfalldiagrammen für die sechs Tage mit Preisspitzen (28 Stunden) im Jahr 2024. Die Mehrheit der Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke, die den Großteil der fossilen Erzeugungskapazität ausmachen, haben in Stunden mit Preisspitzen entweder voll produziert oder es lag eine plausible Hypothese für die eingeschränkte Produktion vor. Entscheidend ist, dass nur ein sehr kleiner Teil der Gaskraftwerke (unter 2 GW) ohne plausible Hypothese nicht voll produzierte. Dies deutet auf einen hohen Grad der Kapazitätsausschöpfung hin und legt nahe, dass die beobachteten Preisspitzen Knappheit signalisiert haben.

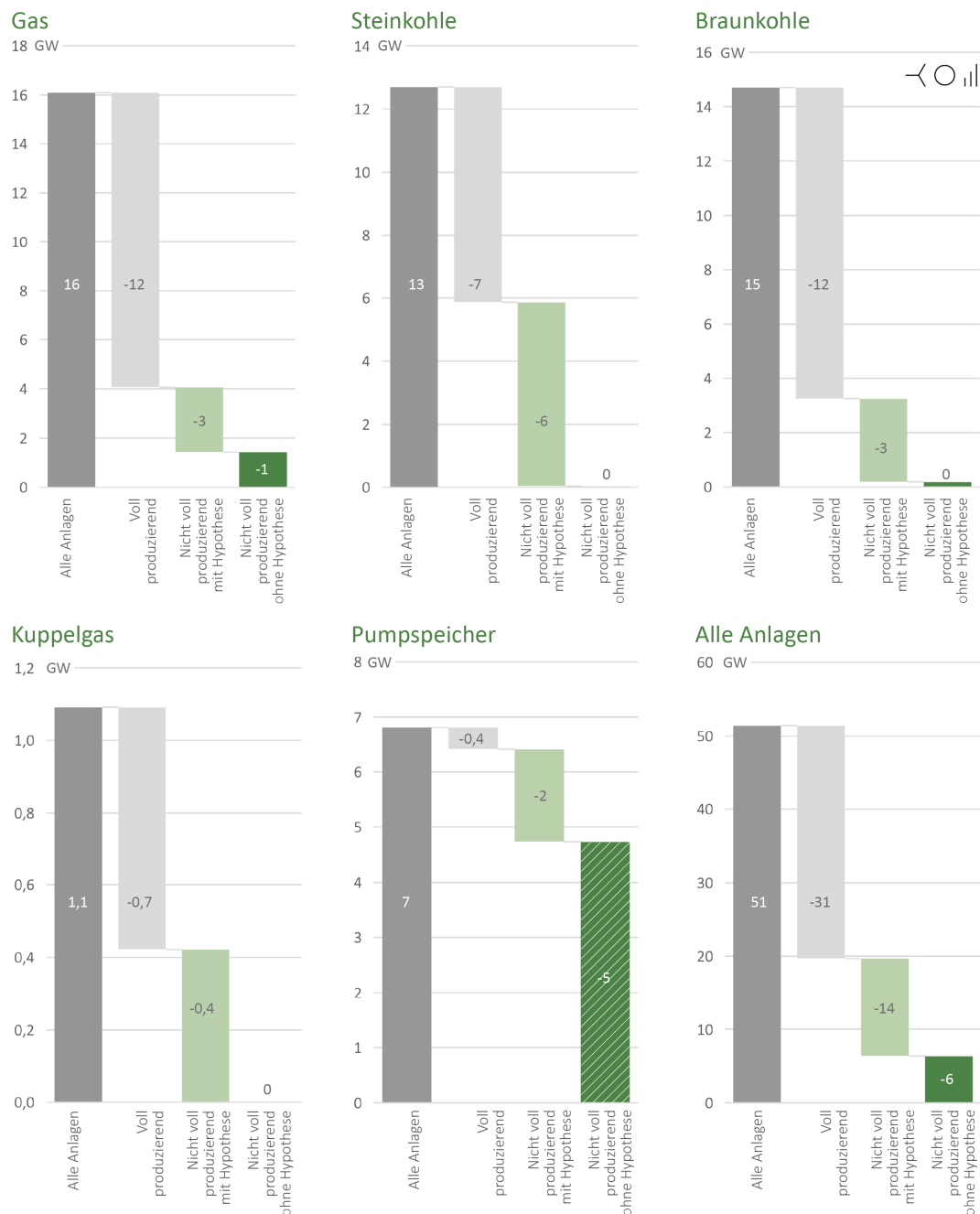


Abbildung 10: Durchschnittliche Erzeugungsleistung je Technologie in allen Stunden mit Preisspitzen in 2024 (28 Stunden). Die Kategorisierung der Anlagen ist in Tabelle 2 beschrieben. Die Leistung aller Anlagen je Technologie (dunkelgrau) bezieht sich auf die maximale beobachtete Erzeugungsleistung in Q4 2024.

Nicht verfügbare Leistung. Die Analyse der Anlagenaktivität zeigt, dass ein signifikanter Anteil der fossilen Erzeugungsleistung in den Preisspitzenstunden nicht am Markt zur Verfügung stand. Kurzfristige Nichtverfügbarkeiten können durch unvorhergesehene technische Störungen (z. B. Defekte an Komponenten) entstehen, während langfristige Nichtverfügbarkeiten typischerweise auf planmäßige, umfangreiche Wartungsarbeiten und Revisionen zurückzuführen sind. Insbesondere war ein nennenswerter Teil der gemeldeten Gas-, Steinkohle- und Braunkohleanlagen entweder kurz- oder langfristig nicht verfügbar oder in der Netz- bzw. Kapazitätsreserve gebunden (Abbildung 11). Diese Nichtverfügbarkeit war besonders bei der

Steinkohle gravierend: Hier machte diese Kategorie fast 50 % der über die ENTSO-E-Plattform gemeldeten Leistung aus. Der wichtigste Grund hierfür ist allerdings, dass etwa ein Viertel der Leistung in Netz- und Kapazitätsreserve gebunden ist. Über alle untersuchten Kraftwerke hinweg spielt kurzfristige Nichtverfügbarkeit jedoch auch eine große Rolle: insgesamt waren mehr als 10 % der Erzeugungsleistung kurzfristig als nicht verfügbar gemeldet worden. Diese gebundene oder nicht verfügbare Leistung verringerte das am Markt verfügbare Angebot und erhöhte somit die Knappheit. Auch die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt haben in ihrer [Analyse](#) die Plausibilität der von Kraftwerksbetreibern gemeldeten Gründe für Nichtverfügbarkeiten während der Preisspitzen intensiv untersucht. Hierzu haben die Behörden die Angaben unter anderem mit den Ergebnissen von Regelleistungsauktionen abgeglichen, Erkenntnisse aus Befragungen zu wärmegeführten Kraftwerken herangezogen und die Plausibilität technischer Parameter wie Anfahrtszeiten überprüft. Insgesamt konnten dabei keine Auffälligkeiten festgestellt werden.

Pumpspeicherkraftwerke. Ein augenfälliger Aspekt ist das Verhalten der Pumpspeicherkraftwerke. Von den fast 7 GW an installierter Leistung hat im Durchschnitt weniger als 1 GW während der Preisspitzen voll Strom erzeugt. Gut zwei Drittel der Leistung produzierte nicht voll gemäß unserer Definition. Pumpspeicherkraftwerke sind jedoch im Gegensatz zu anderen konventionellen Anlagen im Betrieb durch ihren variablen Speicherfüllstand oder verhältnismäßig niedrige Kapazität eingeschränkt, weswegen technische Beschränkungen als „gute Gründe“ hier nicht ausgeschlossen werden können. Dabei ist der aktuelle Füllstand des Speichers wiederum stark davon abhängig, wie sich die Strompreise in den Stunden und Tagen zuvor entwickelt haben. Auch könnten sich die Pumpspeicherkraftwerke an den niedrigeren Intraday-Preisen ausgerichtet haben und deswegen nicht produziert haben – eine Hypothese, die von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt in ihrem [Bericht](#) angeführt wird. Nichtsdestotrotz hat diese Beobachtung Implikationen für Versorgungssicherheit und Kapazitätsmechanismen: Offensichtlich kann man diese Kraftwerke nicht als sicher verfügbare Leistung betrachten.

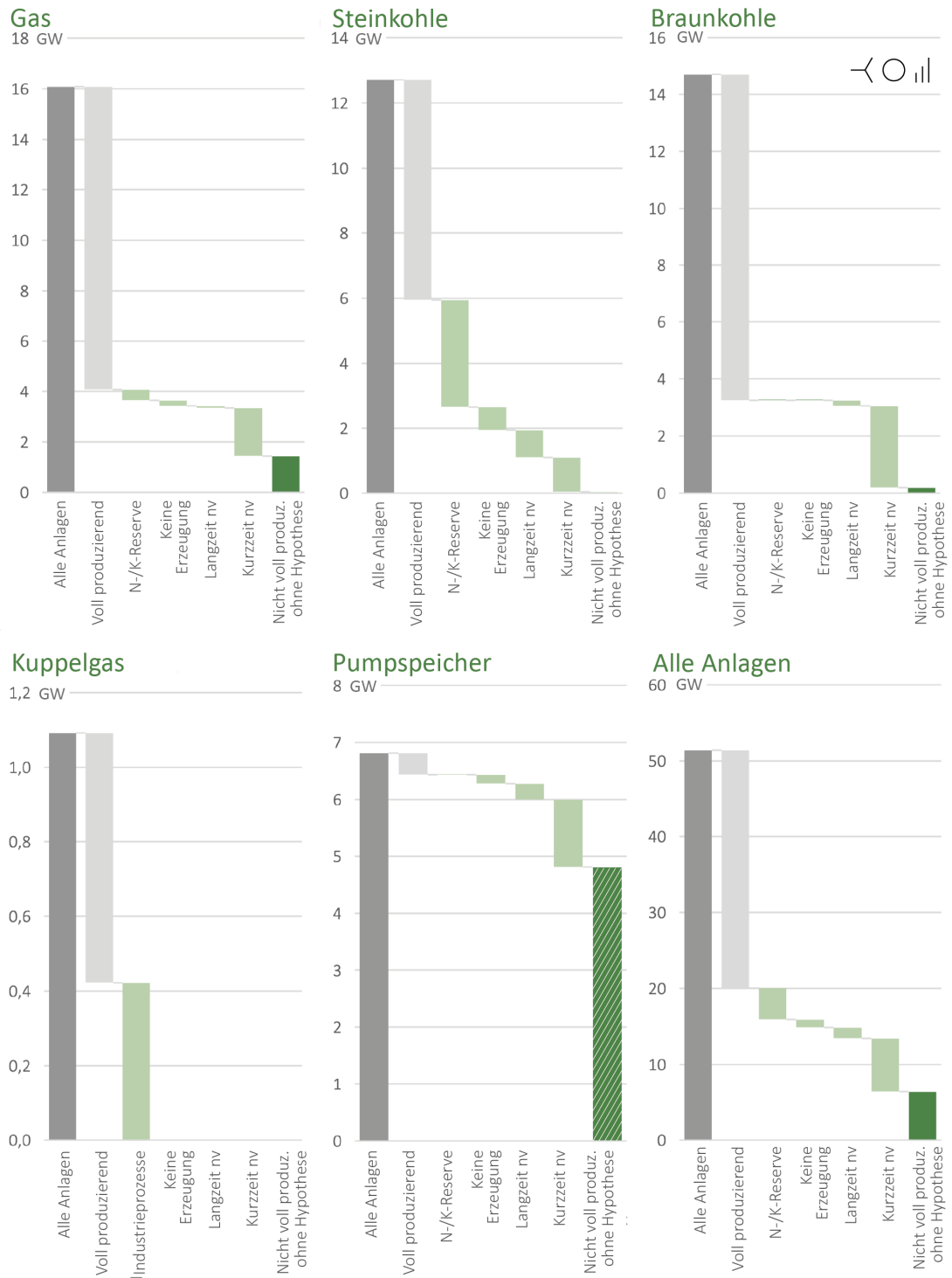


Abbildung 11: Durchschnittliche Erzeugungsleistung je Technologie in allen Stunden mit Preisspitzen in 2024 (28 Stunden), aufgelöst je nach Hypothese für Anlagen, die nicht ihre maximale Erzeugungsleistung erbracht haben. Die Kategorisierung der Anlagen ist in Tabelle 2 beschrieben. nv = nicht verfügbar.

4.3 KAPAZITÄTSFAKTOREN

Erzeugung je Technologie. Zur weiteren Einordnung unserer anlagenscharfen Analyse haben wir den Kapazitätsfaktor jeder Technologie berechnet (Abbildung 12). Dieser zeigt, welcher Anteil der nominalen Nennleistung (Stammdaten der BNetzA Kraftwerksliste) je Technologie durchschnittlich in Stunden mit Preisspitzen tatsächlich produziert hat. Er bildet das Verhältnis zwischen der Summe der tatsächlich erzeugten Energie einer Technologie je Preisspitzenstunde und der summierten Nominalleistung je Technologie über alle auf ENTSO-E gemeldeten Einzelanlagen hinweg ab. Diese Kapazitätsfaktoren bestätigen, dass in den Preisspitzenstunden deutlich weniger Kapazität am Markt verfügbar war, als durch die nominale Nennleistung suggeriert wird. Konkret zeigt sich, dass nur die Technologien Braunkohle und Erdgas einen Kapazitätsfaktor von rund 75 % erreichten, während Steinkohle und Kuppelgas mit rund 50 % und Pumpspeicher mit rund 30 % deutlich darunter liegen.

Weniger verfügbare Kapazität als erwartet. Diese Ergebnisse haben unmittelbare Implikationen für Versorgungssicherheits-Rechnungen und Überlegungen zum Kapazitätsmarkt. Wenn diese Preisspitzen repräsentativ für zukünftige Knappheitssituationen wären, muss man davon ausgehen, dass die heute installierte Leistung an fossilen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken, die häufig als „gesicherte Leistung“ angenommen wird, nur mit großen Abschlägen von 25 % bis 70 % als tatsächlich zur Verfügung stehende Leistung angenommen werden kann. Natürlich ist nicht zu erwarten, dass die komplette Nennleistung einer Kraftwerksflotte immer zur Verfügung steht; jedoch hat uns die Höhe der Abschläge überrascht.

Kapazitätsfaktor je Technologie

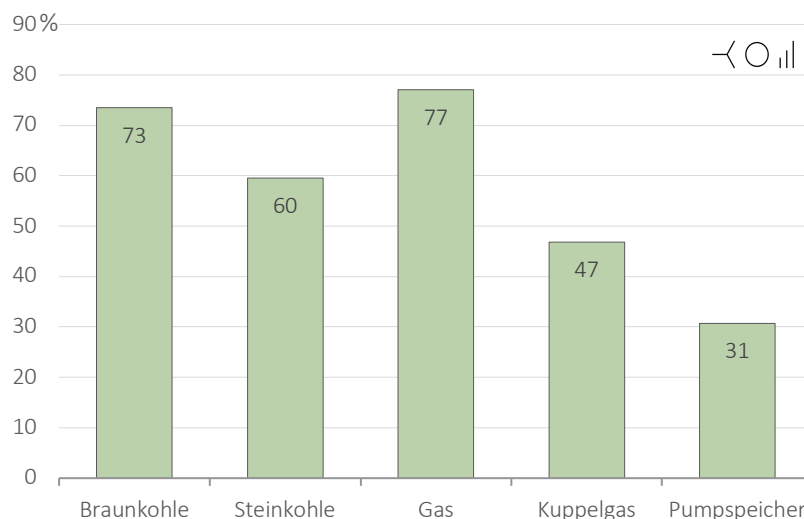


Abbildung 12: Kapazitätsfaktoren je Technologie für die auf ENTSO-E gemeldeten Anlagen, exklusive Netz- und Kapazitätsreserve. Dafür wurde das Verhältnis zwischen der Summe der tatsächlich erzeugten Energie aller auf ENTSO-E gemeldeten Einzelanlagen einer Technologie und der summierten Nominalleistung der Technologie berechnet und danach der Durchschnitt über alle Preisspitzenstunden gebildet.

5 Fazit & Handlungsempfehlungen

Preisspitzen. Im Winter 2024 stiegen die Großhandelsstrompreise auf dem Day-Ahead-Markt auf ein historisches Niveau, das sogar die Preise der Energiekrise übertraf. Vor diesem Hintergrund haben wir in der vorliegenden Studie untersucht, wie sich diese außergewöhnlich hohen Preise erklären lassen. Wir haben Preisspitzen als solche Stunden definiert, in denen die variablen Kosten eines typischen Spitzenlastkraftwerks – einer offenen Gasturbine – unter den beobachteten Preisen liegen. Mit diesem Ansatz identifizieren wir lediglich 31 einzelne Stunden mit Preisspitzen in den letzten 10 Jahren, die alle in den Herbst und Winter 2023 und 2024 fallen. Es handelt sich dabei offensichtlich um ein neues Phänomen im deutschen Strommarkt, das ausschließlich in Stunden auftrat, in denen sehr niedrige Erzeugung aus Erneuerbare Energien auf eine hohe Residuallast traf.

Kraftwerkseinsatz. Die anlagenscharfe Auswertung zeigt, dass zwar die meisten Kraftwerke in Stunden mit Preisspitzen ihre maximale Erzeugungsleistung erbracht haben, bei weiten jedoch nicht alle. Insgesamt lief etwa 60% der Gas-, Kohle- und PSW-Leistung bei voller Leistung. Die restlichen 40% liefen nicht oder nur mit geringer Leistung. Für Anlagen, die entweder nicht oder nur eingeschränkt Strom erzeugt haben, konnten wir in den meisten Fällen plausible Gründe identifizieren. Dazu zählen betriebliche Restriktionen im Fall von Kuppelgasanlagen und kurz- oder langfristige Nichtverfügbarkeit. Darüber hinaus sind einige Anlagen, insbesondere Steinkohleblöcke, in der Netzreserve gebunden und stehen dem Markt deshalb nicht zur Verfügung. Es gab aber auch 6 GW Erzeugungsleistung, die während der Preisspitzen nicht bei voller Leistung Strom erzeugten, ohne dass wir dafür plausible Erklärungen finden konnten.

Knappheitspreise. Unsere Auswertungen legen nahe, dass sich die beobachteten Preisspitzen durch ein knappes verfügbares Angebot erklären lassen. Laut BNetzA Kraftwerksliste sind im Laufe des Jahres 2024 ca. 6 GW konventionelle Kraftwerkskapazität vom Netz gegangen und einige der in der Energiekrise dem Markt temporär zur Verfügung stehenden Kohlekraftwerke befinden sich wieder vollständig in der Netzreserve. Wir halten es deswegen für plausibel, dass die Preisspitzen klar Knappheitspreise darstellen. Insofern ist auch zu erwarten, dass sie in vergleichbaren Situationen wieder auftreten werden.

Marktmachtmissbrauch. Unsere Analysen liefern keine konkreten Hinweise auf systematische strategische Mengenzurückhaltung. Dennoch kann ein Missbrauch von Marktmacht nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Trotz des konservativen Ansatzes bei der Bewertung von Leistungsreduktionen (z.B. durch pauschale Abschläge für KWK-Wärmeverpflichtungen) finden wir immerhin keine augenscheinliche Erklärung für insgesamt 6 GW Leistung und es besteht zudem die Möglichkeit, dass sich strategische Zurückhaltung hinter der gedrosselten Erzeugung einzelner Blöcke oder kurzfristiger Nichtverfügbarkeit verbirgt. Auch können wir nicht überprüfen, ob kurzfristige als nicht verfügbar gemeldete Kraftwerke tatsächlich technisch ausgefallen sind. Wir haben deswegen argumentiert, dass die Hedging-Profile der Marktteilnehmer mitberücksichtigt werden sollten, wenn Marktmachtmissbrauch zukünftig genauer untersucht werden sollte. Außerdem könnte die Einführung granularerer Futures

(beispielsweise für spezifische Stunden oder Lastprofile) einen zusätzlichen Beitrag zur Markteffizienz leisten, indem sie den ökonomischen Anreiz zur Manipulation durch strategische Mengenzurückhaltung deutlich reduziert.

Angebotsknappheit. Da wir aber keine systematischen Anhaltspunkte für zurückgehaltene Mengen erkennen können, ergibt sich aus unserer Analyse ein zentrales Fazit: die Preisspitzen zeigen eine echte Angebots-Knappheit an und dürften in vergleichbaren Situationen wieder auftreten. Wenn Preisspitzen politisch ausgehalten werden, könnten sie echte Investitionssignale für Lastflexibilität oder neue gesicherte Leistungen darstellen.

Missing Money. Die Reaktion der Politik auf die Energiekrise 2022/23 und auch die Diskussion rund um die Preisspitzen im Jahr 2024 haben allerdings gezeigt, dass Politik, Medien und Öffentlichkeit hohe Preise nicht auszuhalten scheinen, auch wenn sie nur sehr kurz andauern. Damit besteht für Investoren der berechtigte Zweifel daran, dass Preisspitzen zugelassen werden, und die Bundesregierung hat sich auch bereits auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes festgelegt. Insofern richtet sich unser Augenmerk abschließend auf die Frage, welche Konsequenzen unsere Analyse für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes hat.

Kapazitätsmarkt. In einer Situation, in der sich am Markt Preisspitzen einstellen, zeigen sich die technischen und anderen Restriktionen wie unter einem Brennglas. Aus der Analyse ergeben sich drei Konsequenzen für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes. Erstens sollte die Quantifizierung der heute sicher verfügbaren Kraftwerkskapazität nicht auf der Nennleistung von Anlagen beruhen, sondern muss die tatsächliche Verfügbarkeit realistisch abbilden. Sie ist vermutlich z.B. aufgrund von Alterungseffekten (Vergleich Nettonennleistung mit beobachteter maximaler Erzeugung), Wartungen und technischen Störungen (Nichtverfügbarkeit) wesentlich geringer als Kraftwerkslisten vermuten lassen. Zu prüfen wäre auch die Rolle, die unterbrechbare Gaslieferverträge bereits spielen und in Zukunft in Knappheitsstunden spielen könnten. Zweitens setzt eine belastbare Bewertung der gesicherten Leistung eine konsistente Datengrundlage voraus, die installierte Kapazitäten, technische Verfügbarkeiten und Reservebindungen transparent ausweist. Dies ist momentan nicht gegeben. Drittens lag der aggregierte Kapazitätsfaktor für Gas- und Braunkohle-Kraftwerke lag während der Preisspitzen lediglich bei ca. 75 %, für Steinkohle nur bei ca. 60 % und für Pumpspeicher sogar nur bei 30 %. Vor diesem Hintergrund scheint es umso relevanter, in Versorgungssicherheitsstudien und Kapazitätsmechanismen realistische De-Rating-Faktoren auch für oft als „gesichert“ angenommene Leistung zu verwenden.