



Preisspitzen am deutschen Strommarkt

Neon · Lion Hirth, Silvana Tiedemann & Johanna Bronisch · Webinar · 16. Dezember 2025 12:00 Uhr



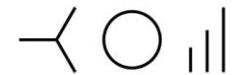
Preisspitzen am deutschen Strommarkt

Eine Studie der Neon Neue Energieökonomik GmbH im Rahmen des 50Hertz Scientific Advisory and Project Boards (SAPB).

Das [SAPB](#) ist ein interdisziplinärer Kreis von Professorinnen und Professoren, der 50Hertz bei der Entwicklung neuer Denk- und Lösungsansätze unterstützt. Die Kurzstudie wurde insbesondere von Expertinnen und Experten der TU Berlin, der TU Dresden, der TU Ilmenau, des Öko-Instituts und des IKEM begutachtet. Alle Beteiligten forschen frei und ergebnisoffen. Die Ergebnisse und Empfehlungen liegen in der alleinigen Verantwortung von Neon und reflektieren nicht notwendigerweise die Sichtweise der Auftraggeberin.

Die Studie ist verfügbar unter neon.energy/preisspitzen-strommarkt und auf der Website des [50Hertz Scientific Advisory & Project Board](#).

[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.



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)

Hintergrund: Sehr hohe Strompreise im Winter 2024

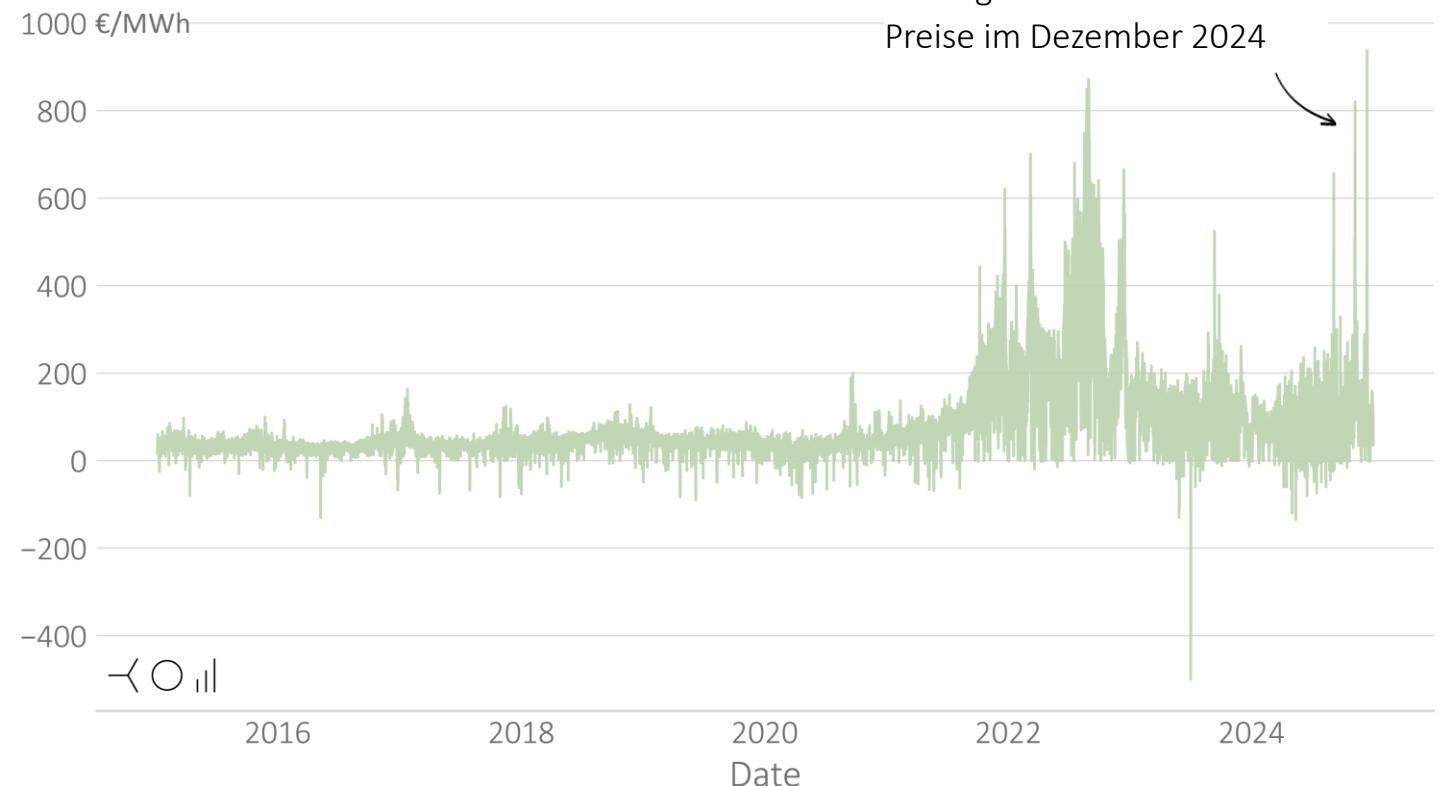
Einzelne Stunden mit extrem hohen Strompreisen im Winter 2024

- 936 €/MWh am 12. Dezember 2024 (10x über üblich)
- Während Dunkelflauten laufen einzelne konventionelle Kraftwerke nicht (voll)

Was ist hier passiert?

Wie haben sich (fossile) Kraftwerke verhalten?

Day-Ahead-Börsenstrompreis



Theorie: Preisbildung am Strommarkt

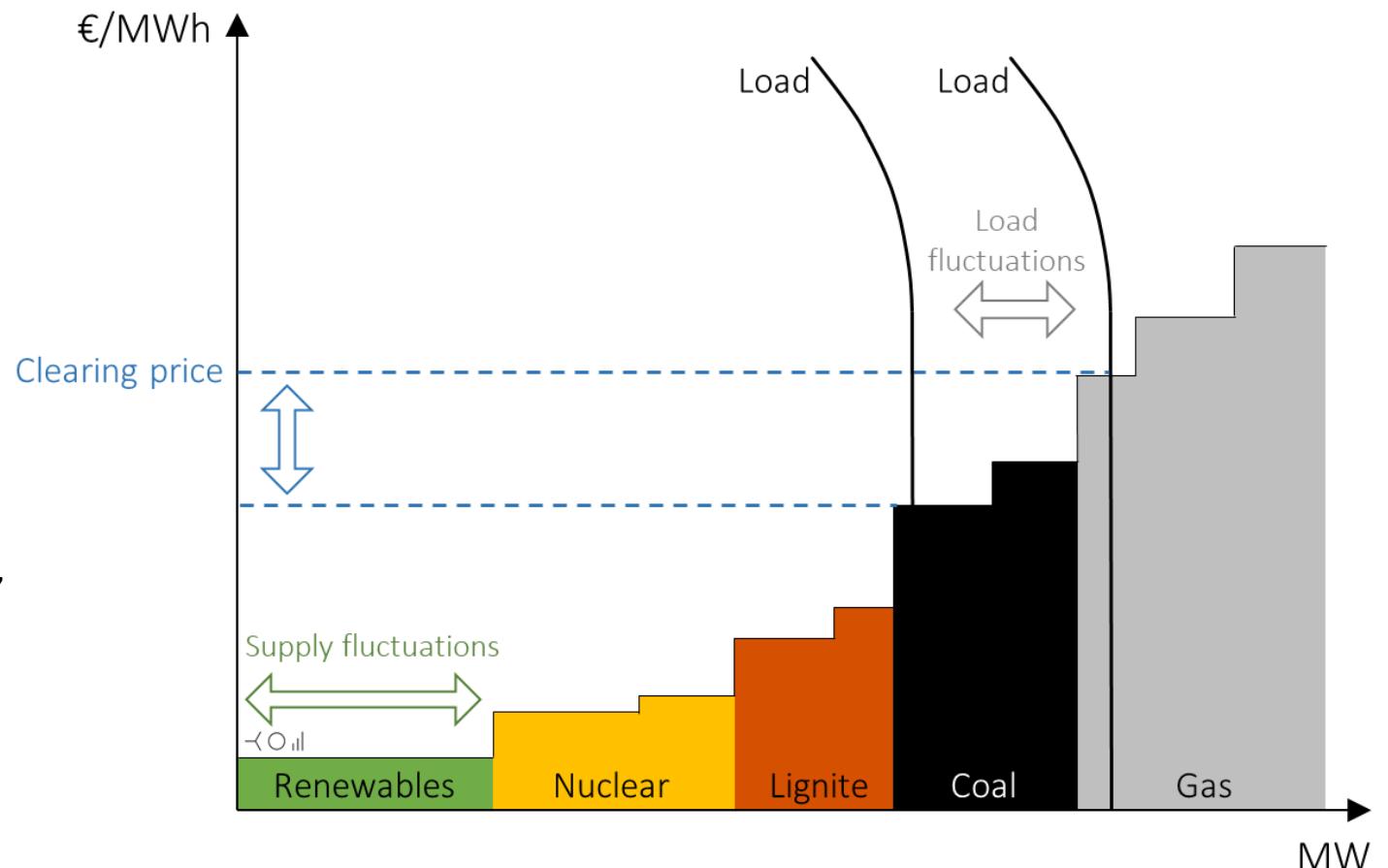
Kurzfristige Strompreise reflektieren die variablen Kosten von Kraftwerken

- Nur dieses Bietverhalten ist mit kurzfristiger Gewinnmaximierung vereinbar

Nicht jeder hohe Preis ist zu hoch

- Hohe Preise für Energieträger
- Hohe Last
- Wenig EE-Angebot
- geringe Verfügbarkeit günstiger Technologien (Wartungen, Rampen, Wärmeverpflichtungen, vorkontrahierte Leistung für Systemdienstleistungen, etc.)

Alternative Erklärungen: Knaptheitspreise & Marktmachtmissbrauch



Frage: Welcher Preis ist zu hoch?

Definition einer Preisspitze

- Ein Preis, der sich nicht mehr allein durch die variablen Kosten und Anfahrtskosten selbst des teuersten Kraftwerks erklären lässt
- Referenzpunkt: Erdgas-befeuerten offenen Gasturbine

Preisspitze = DA Preis > offene Gasturbine

Parameter:

- Gaspreis: TTF-Future
- CO₂-Preis: ICE EUA
- Emissionsfaktor = 0,2 tCO₂ / MWh,
- Wirkungsgrad = 30% bezogen auf den unteren Brennwert H_i für den technischen Wirkungsgrad, entspricht 27% bezogen auf den oberen Brennwert H_s, marktüblich für Brennstoffpreise
- Betriebskosten 2.5 € / MWh
- Anfahrtskosten 200 € / MW, fallen nur 1 x täglich an, nämlich dann wenn der DA Preis das erste Mal am Tag die Grenzkosten Gasturbine übersteigt
- Nicht berücksichtigt: Leistungspreise

Kosten einer offenen
Gasturbine (€/MWh) =

$$\frac{(\text{Erdgaspreis} + \text{Gaspeicherumlage}) + (\text{CO}_2\text{-Preis} \cdot \text{Emissionsfaktor})}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{Betriebskosten} + \text{Anfahrtskosten (1x täglich)}$$

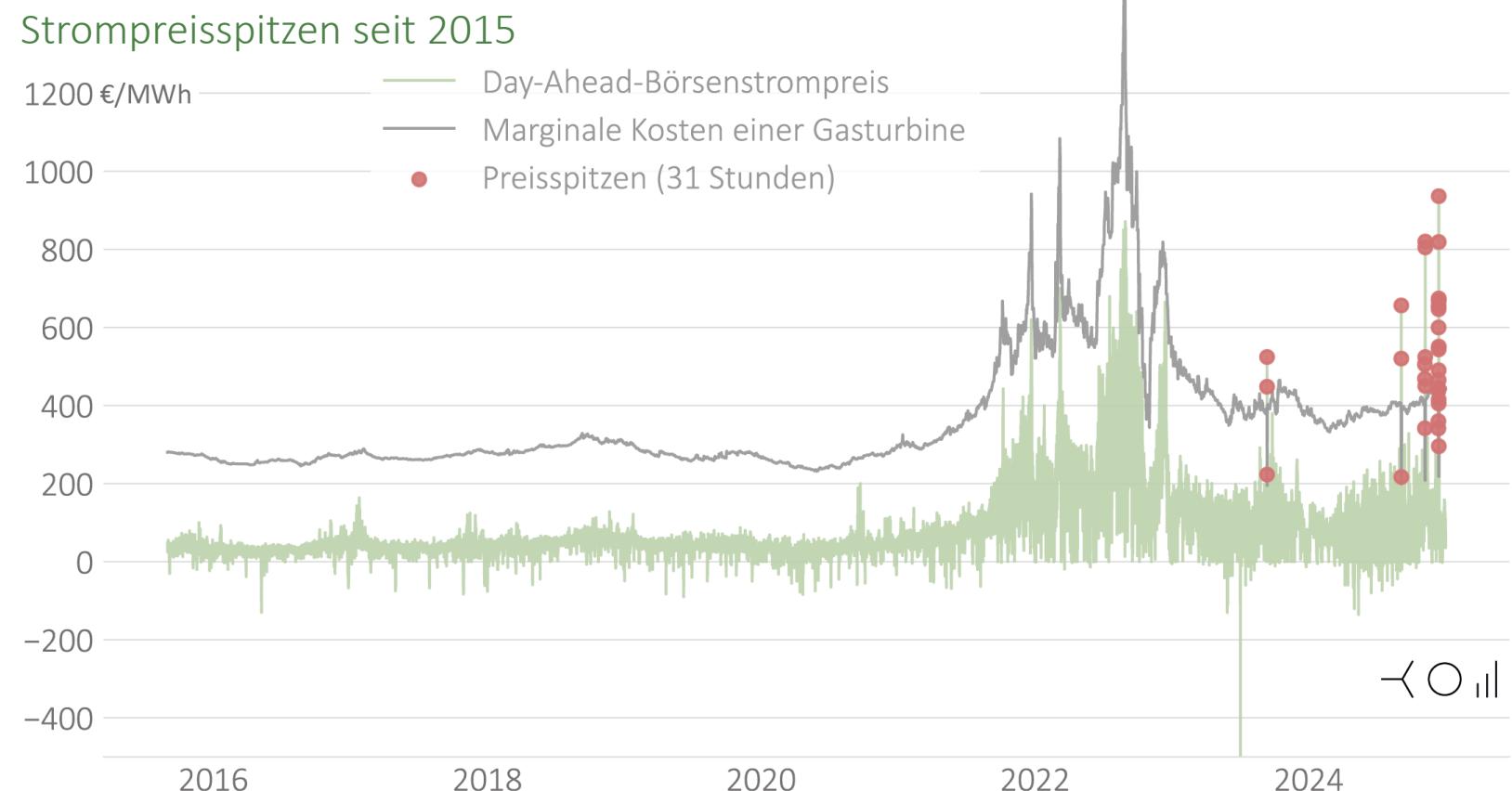
Wir identifizieren 31 Preisspitzen seit 2015

Preisspitzen (rot) sind neu

- Keine einzige Preisspitze 2015-22
- Auch nicht während der Energiekrise!
- 28 von 31 im Sep/Nov/Dez 2024

„Niedrige“ Preisspitzen:

- Preisspitzen bei niedrigen Preisen sind in der Modellierung der Anfahrtskosten 1x täglich begründet



Weniger verfügbare Kapazität als erwartet

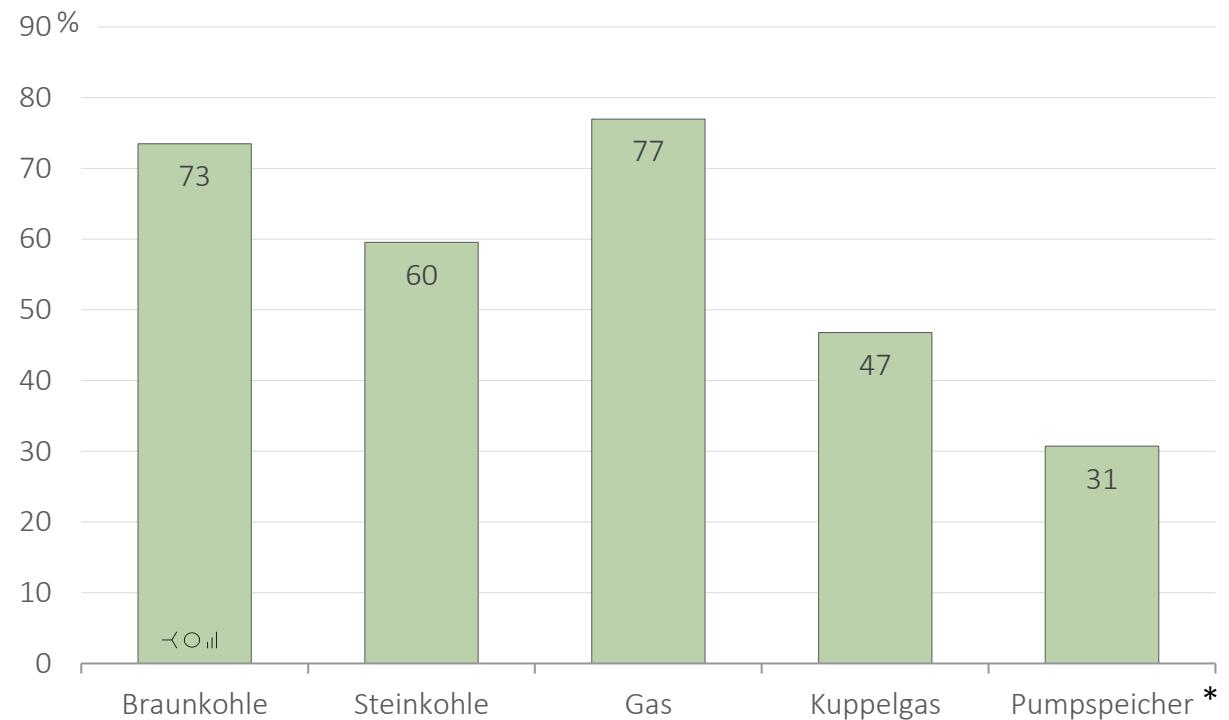
Verteilung der Kapazitätsfaktoren 2024

- Erzeugung aller Anlagen, die auf ENTSO-E gemeldet werden (>100 MW)
- exklusive Netz- und Kapazitätsreserve
- verglichen mit der gemeldeten Nennleistung

Kapazitätsfaktoren überraschend gering

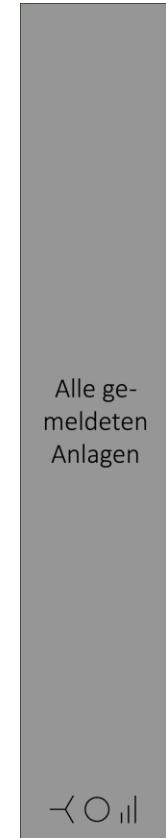
- Steinkohle 60%, Gas 77%, Pumpspeicher 31%
- Kann installierte Leistung fossiler Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke als „sichere Leistung“ angesehen werden?

Kapazitätsfaktor je Technologie



Während Preisspitzen erwarten wir Vollast

Kategorisierung der Aktivität einzelner Anlagen während Preisspitzen

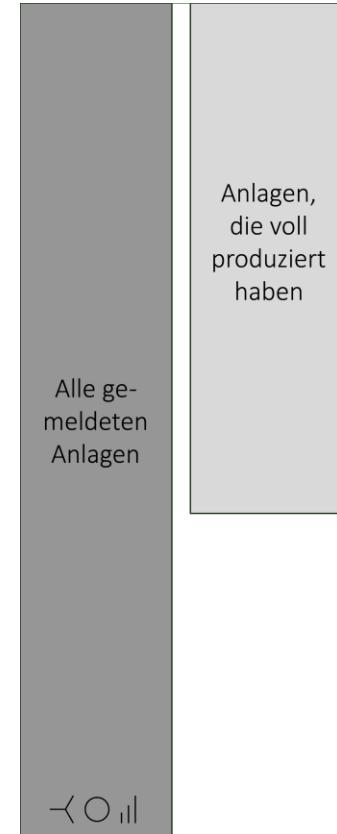


Während Preisspitzen erwarten wir Vollast

Was bedeutet Vollast?

- Erzeugung in fast allen Stunden > 80% der maximalen Leistung liegt, bei 50% für KWK
- Maximale Leistung = tatsächlich beobachtete Leistung

Kategorisierung der Aktivität einzelner Anlagen während Preisspitzen



Während Preisspitzen erwarten wir Vollast

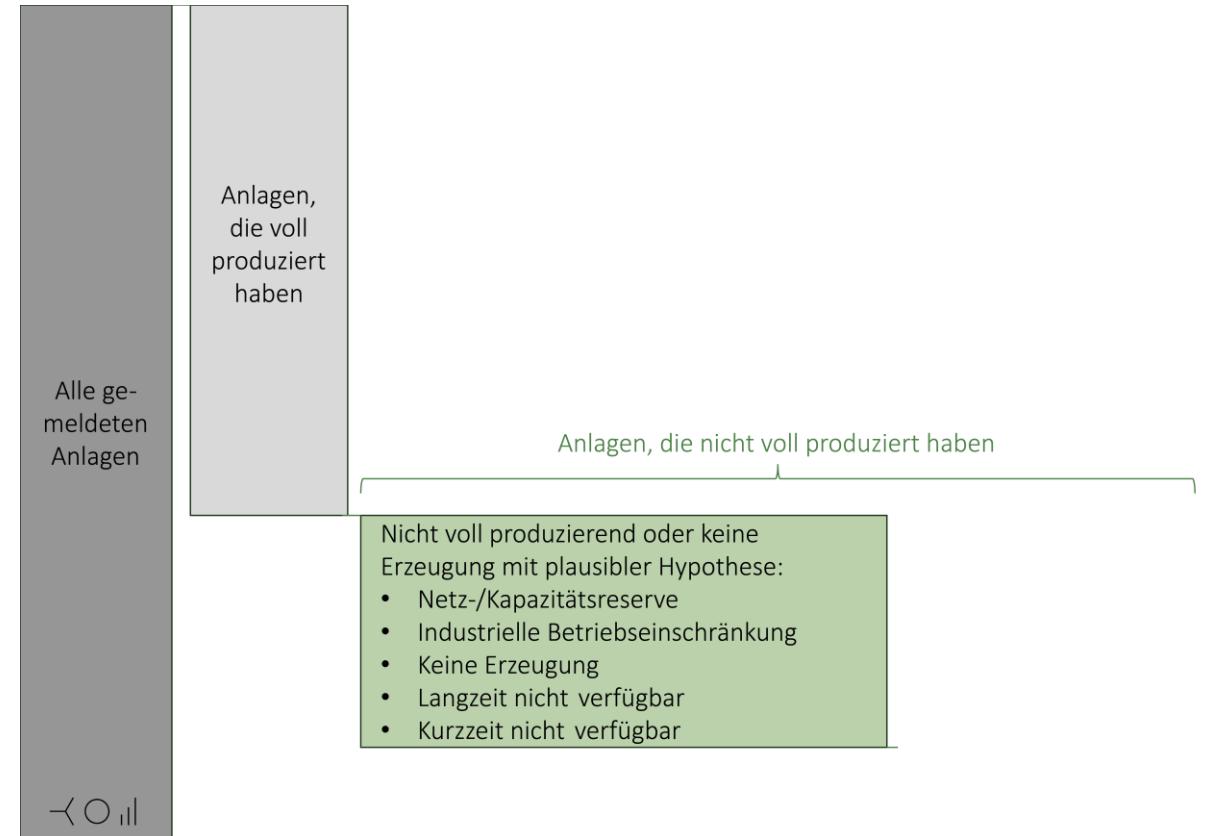
Was bedeutet Vollast?

- Erzeugung in fast allen Stunden > 80% der maximalen Leistung liegt, bei 50% für KWK
- Maximale Leistung = tatsächlich beobachtete Leistung

Erzeugung < Vollast mit “gutem Grund”

- Definition von Hypothesen, warum Anlagen legitim nicht ihre maximale Leistung erbracht haben
- Nichtverfügbarkeit ist nicht überprüfbar

Kategorisierung der Aktivität einzelner Anlagen während Preisspitzen



Während Preisspitzen erwarten wir Vollast

Was bedeutet Vollast?

- Erzeugung in fast allen Stunden > 80% der maximalen Leistung liegt, bei 50% für KWK
- Maximale Leistung = tatsächlich beobachtete Leistung

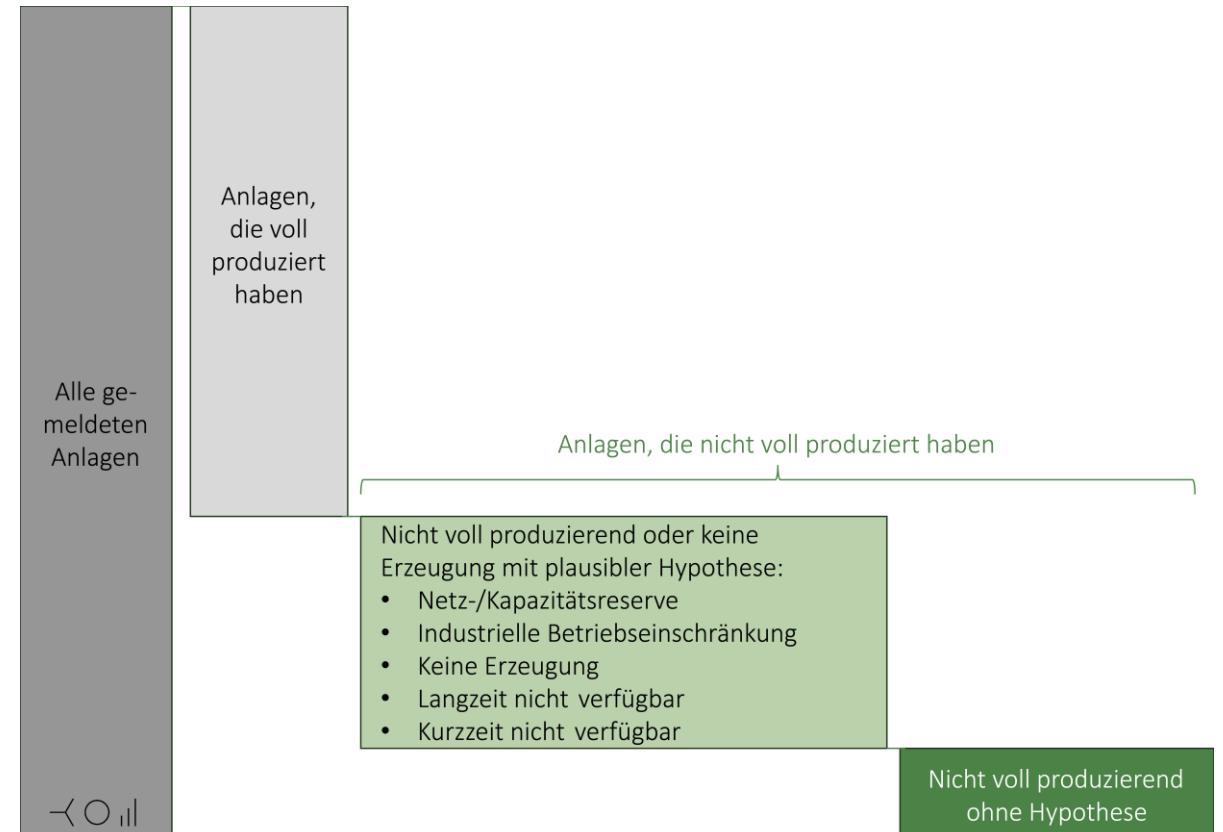
Erzeugung < Vollast mit “gutem Grund”

- Definition von Hypothesen, warum Anlagen legitim nicht ihre maximale Leistung erbracht haben
- Nichtverfügbarkeit ist nicht überprüfbar

Erzeugung < Vollast ohne Hypothese

- Anlagen haben unter maximaler Kapazität produziert, ohne ersichtlichen Grund

Kategorisierung der Aktivität einzelner Anlagen während Preisspitzen



Viele Anlagen produzieren mit voller Kapazität

Mehrheit produziert voll

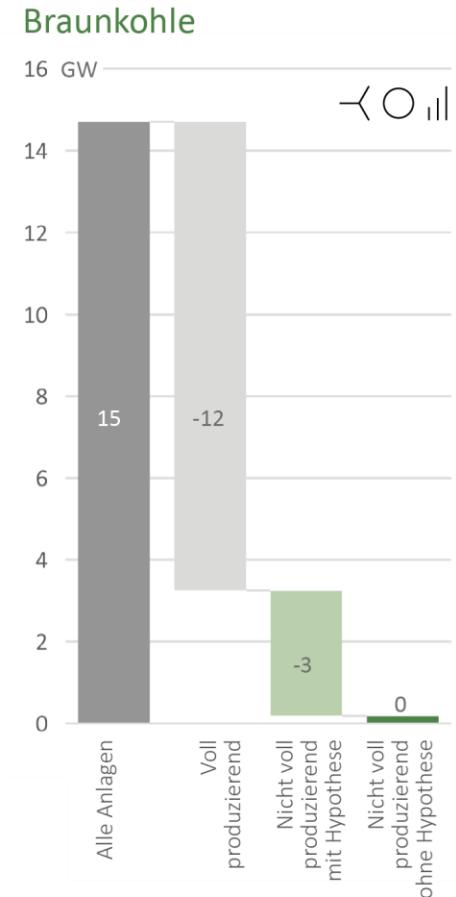
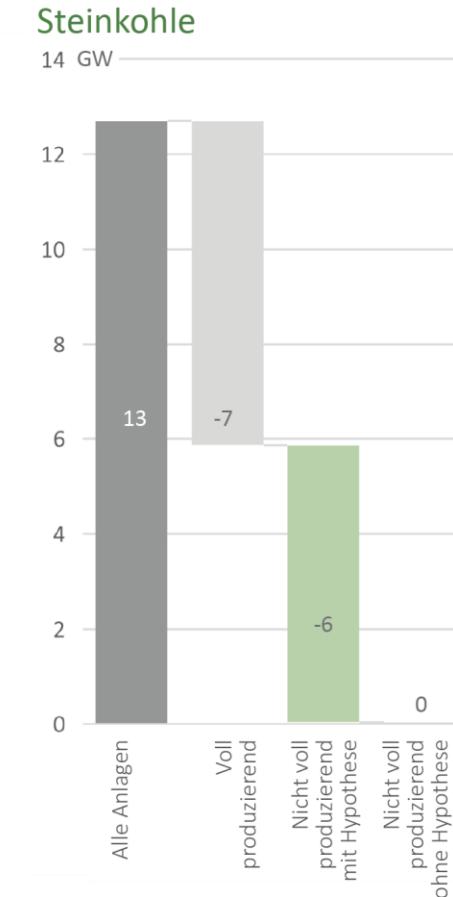
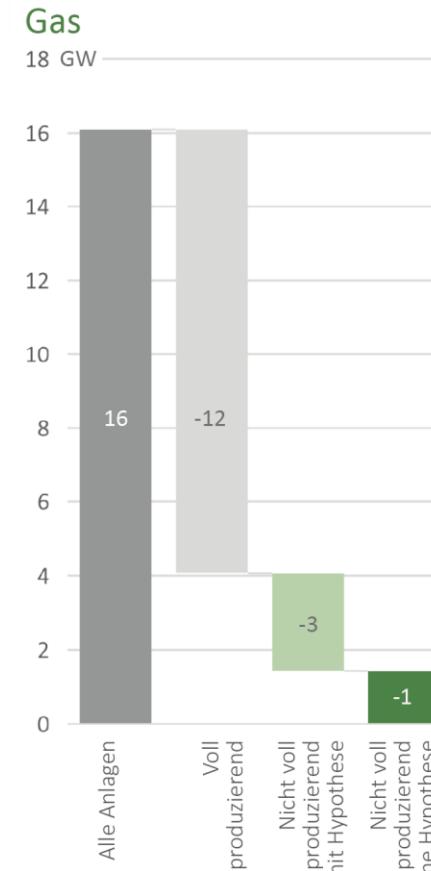
- Der Großteil der Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke hat voll produziert oder plausible Hypothese
- Unter 2 GW Gas hat nicht voll produziert, ohne das ein guter Grund ersichtlich ist

Signifikanter Teil nicht verfügbar

- Verknappt das Angebot

Basis: Erzeugungsleistung je Technologie

- Durschnitt je Technologie in allen Stunden mit Preisspitzen in 2024 (28 Stunden)



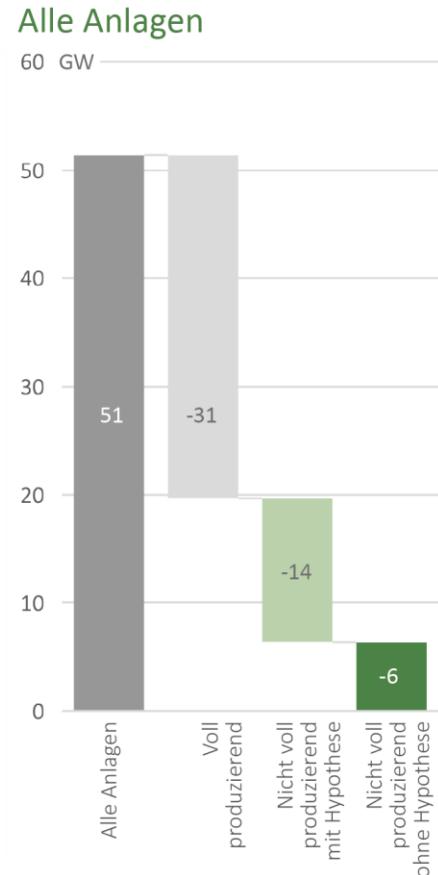
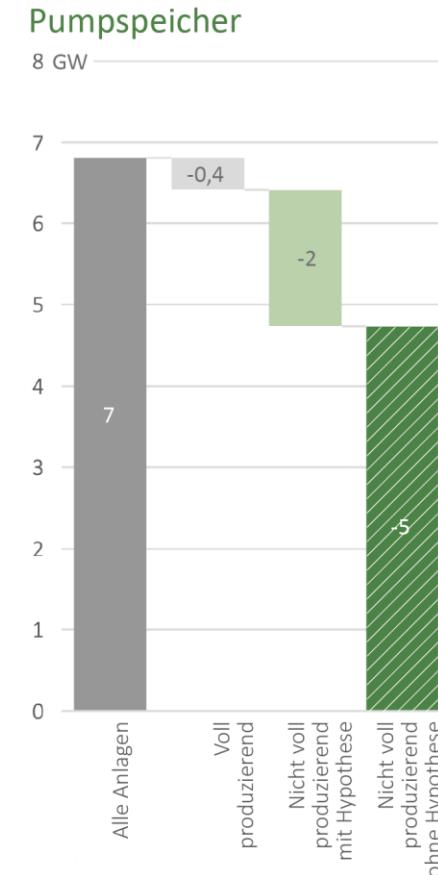
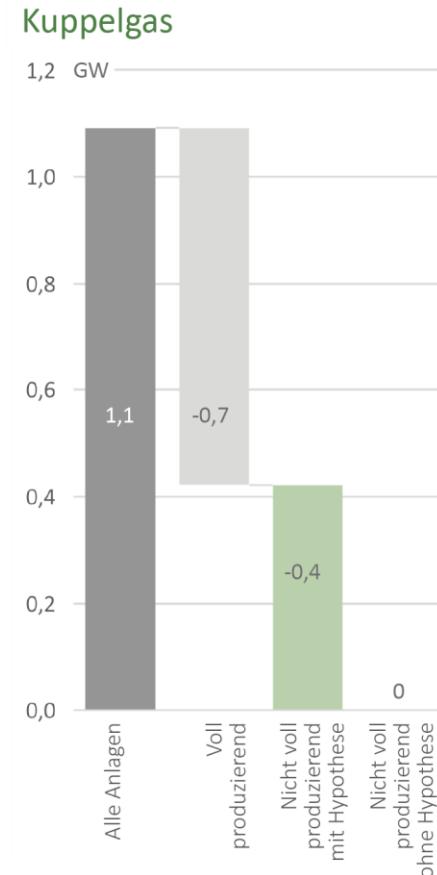
Ausnahme: Industrieanlagen und Pumpspeicher

Kohlegas-Anlagen haben immer einen guten Grund

- Erzeugung in Abhängigkeit von industriellen Prozessen

Pumpspeicher sind besonders

- Im Durchschnitt erzeugte weniger als 1 GW der fast 7 GW installierter PSKW-Leistung voll Strom
- Eingeschränkt durch Füllstand und niedrige Kapazität
- Leistung sollte nicht pauschal als verfügbar angenommen werden



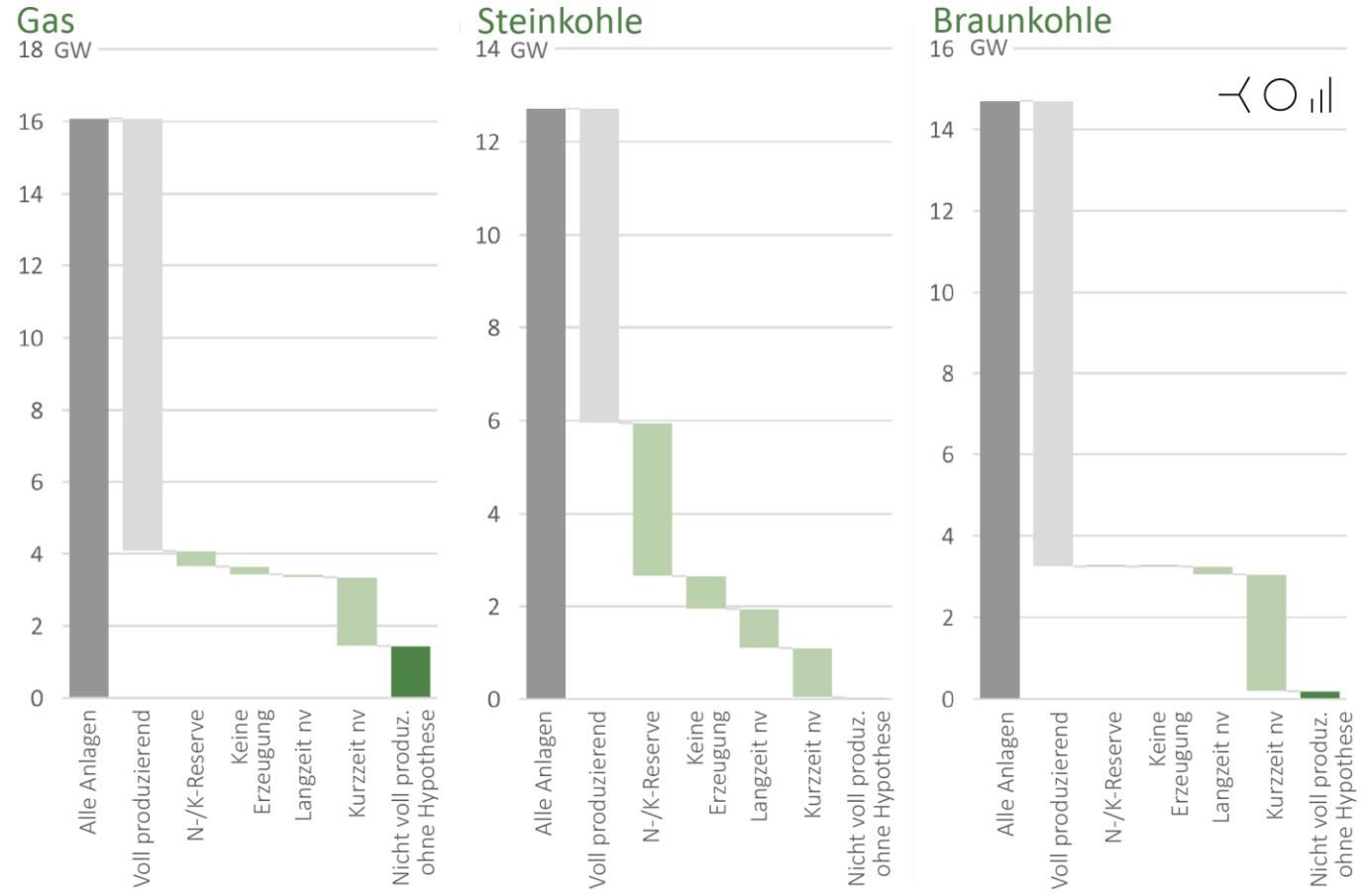
Erzeugung während Preisspitzen legt Knappheit nahe

Gründe für die Nichtverfügbarkeit

- Netz- oder Kapazitätsreserve
- Kurzfristige Nichtverfügbarkeit machte über alle Kraftwerke hinweg mehr als 10% der Leistung aus

Plausibilitätsprüfung durch Behörden

- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt prüften die gemeldeten Gründe intensiv auf Plausibilität
- Es wurden keine Auffälligkeiten festgestellt, u.a. durch Abgleich mit Regelleistungsauktionen und Plausibilitätschecks technischer Parameter



Erkenntnisse

Knappheitspreise auf dem Strommarkt sind normal

- Eigentlich nicht erklärungsbedürftig, warum sie jetzt auftreten – sondern warum sie so lange nicht aufgetreten sind
- Ausstieg aus Atom und Kohle bei Null-Investitionen in Kraftwerke macht sich jetzt bemerkbar

Bemerkenswert geringe Erzeugung auch bei sehr hohen Strompreisen

- Stromerzeugung im Vergleich zur installierten Leistung: Gas 77%, Steinkohle 60%, PSW 31% (ohne Reserven)
- “Gesicherte Leistung“ ist weniger sicher als man so denkt

Marktmacht-Ausübung? Bewusste Zurückhaltung von Erzeugungsleistung?

- Nicht auszuschließen, aber auch nicht belegbar –konkrete Nachweisführung ist außerordentlich schwierig
- Viele plausible Gründe: altersschwache Anlagen, Wärmeauskopplung, technische Nicht-Verfügbarkeit (Revision, Ausfall), Regelenergie, leere Speicherbecken

Implikationen

Knappheitspreise werden wiederkommen

- Selbst ohne Kältewölle oder Kraftwerksausfälle oder Anstieg Stromverbrauch (Rechenzentren)
- Durchaus denkbar, dass wir Reserven noch brauchen werden
- Ein politisches Problem

Die Preise legen Nahe, dass wir neue Kraftwerke brauchen

- Ausreichende Erzeugungskapazität (Generation Adequacy) ist echtes Thema geworden
- Auf weitere Kraftwerks-Silllegungen eher verzichten

Neben Kraftwerken brauchen wir auch Flexibilität

- Ein Signal an Flexibilitäts-Investoren (Batterien, Aggregatoren, Kraftwerke, Verbraucher)
- Damit sie wirken, müssen regulatorische Hürden abgebaut werden (Smart Meter Light, §19(2), Netzentgelte, Skalierung Großbatterien)



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.

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin