

Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung

Alternativen zu neuen Erdgaskraftwerken sind schneller, günstiger und CO₂-frei

07. März 2024

Zusammenfassung

Die am 12. Februar 2024 veröffentlichten **Eckpunkte der Kraftwerksstrategie** der Bundesregierung hat die Energy Watch Group bewertet:

- Der **vorgesehene Bau neuer Erdgaskraftwerke ist die teuerste und klimaschädlichste Option** für flexible Kapazitäten zur Stromerzeugung - auch bei späterer Umrüstung auf grünen Wasserstoff. **Stattdessen** sollten **flexible Kapazitäten beschafft werden**, die Strom **mit CO₂-freien Energieträgern** bzw. aus Biogas und Speichern erzeugen. Diese sind **für einen Bruchteil der Kosten, schneller und in der nötigen Menge verfügbar**.
- Der dazu vorgesehene „marktliche, technologieneutrale **Kapazitätsmechanismus**“ ist **nicht definiert**. Die Erfahrung zeigt, dass **Börsen und staatliche Ausschreibungen** für schwere Fehlentwicklungen **anfällig** sind. **Effektiver** sind **private Ausschreibungen und verlässliche Preisanreize**, die bis zum Sommer **so ausgestaltet** werden sollten, dass
 - die Lücke zwischen Nachfrage und Angebot sinkt,
 - für die verbleibende Lücke flexible Kapazität beschafft wird, die **technologieoffen, erzeugeroffen und CO₂-frei** ist.

Die vorgesehene **Erleichterung** von **Stromspeicherung** und **H₂-Elektrolyse** ist zu begrüßen, auch weil sie zum Ausbau dieser flexiblen Kapazität beitragen.

Bau neuer Erdgaskraftwerke (2035-2040 „H2-ready“)

Der vorgesehene **Bau neuer Erdgaskraftwerke ist ein teurer und aus der Zeit gefallener** Vorschlag, auch wenn die spätere Umrüstung auf grünen H₂ gelingen sollte:

- Ein Bau von erst später auf H₂ umzurüstenden Erdgaskraftwerken kann nur dazu dienen, in den Kraftwerken **zunächst Erdgas zu verfeuern**. Sonst wäre der Bau von reinen H₂-Kraftwerken günstiger. Das bedeutet, die **Erderwärmung weiter anzuheizen**, die heute schon fast 1,5 Grad erreicht hat. Das kann nicht Ziel sein. Zudem verfestigt dies den LNG-Import aus unsicheren und problematischen Lieferländern – über Umwege vermutlich auch aus Russland.
- Die Kapazität von **Biogas-Kraftwerken** beträgt heute schon ca. 6 GW_{el}. Diese lassen sich schnell und kostengünstiger von Grundlast in flexible Kapazität umwandeln und die Leistung dabei auf ca. 12 GW_{el} verdoppeln. Alleine damit wären schon die gesuchten **10 GW flexibler und CO₂-freier Kapazität geschaffen** – zu niedrigeren Kosten und schneller als bei Neubau von Erdgaskraftwerken. In den Eckpunkten ist aber explizit nur von Wasserstoff die Rede.
- Die **Umrüstung von bestehenden Erdgaskraftwerken auf grünen H₂ kostet nur 3-25% des Neubaus von Erdgaskraftwerken** und ist zudem schneller als der Neubau. Dennoch wird in den Eckpunkten der Bundesregierung explizit nur von „Neubau“ und nicht von „Umrüstung“ gesprochen.
- Die vorgesehene Leistung pro Kraftwerk beträgt **2,5 GW**. Das ist größer als alle bisher in Deutschland betriebenen, klassischen Erdgaskraftwerke. Warum ohne bisherige Erfahrung mit der Umrüstung zu „H₂-Ready“ gleich mit einem Leistungssuperlativ für Gas-Kraftwerke gestartet werden soll, erschließt sich nicht. Klar ist aber: die Leistungsanforderung wird den Bieterkreis auf große Konzerne konzentrieren und viele mittlere und kleine Anbieter ausschließen.

Aus der **Verengung auf den Neubau sehr großer Erdgaskraftwerke**, die erst später auf H₂-Ready umzurüsten sind, entstehen **Vorteile v.a. für große**

- **Energieversorgungsunternehmen** (Stromsystem erfordert weiterhin große, zentrale Kraftwerke),
- **Kraftwerksbauer** (hohe Investition in wenige Großprojekte) und
- **Erdgas-Versorger** (Erdgas bis 2035-2040, dann zentralisierte H₂-Nachfrage).

Diese Verengung

- verteuert die flexible Kapazität und damit den Strompreis in Deutschland.
- verzögert den Ausbau der flexiblen Kapazität und damit Hochlauf und Nutzung von Wind- und PV-Strom.

Niedrige Strompreise, Erhöhung der Versorgungssicherheit und ihre **Klimaziele** erreichen die Bundesregierung und damit Bürger*innen und Wirtschaft **schneller und besser ohne diese Verengung**.

Nicht zuletzt: aus den Eckpunkten ist nicht erkennbar, ob die **Umrüstung** auf „H₂-Ready“ und die für den **Betrieb** dann notwendige Wasserstoff-Versorgung der Kraftwerke **gleich mit beschafft** werden soll. Ohne das gleich mit zu beschaffen bleibt offen, ob und zu welchen Kosten der spätere H₂-Betrieb umsetzbar ist. Für den Bund wäre das ein erhebliches Investitionsrisiko, und ein sinnvoller wirtschaftlicher Angebotsvergleich wäre kaum möglich.

Fazit

Die Beschaffung der zusätzlichen flexiblen Kapazitäten sollte so ausgestaltet sein:

- **nur CO₂-freie Kraftwerke** sind zulässig, dabei aber alle Energieträger (z.B. grüner Wasserstoff, Biogas, Wasserkraft, Geothermie) und Speicheroptionen.
- **zulässig** ist neben Neubau auch ein **Umbau bestehender Kraftwerke**
- **zulässig** ist auch eine **Leistung** pro Kraftwerk **von weit unter 2,5 GW**
- mit beschafft werden eine **Mindestbetriebsdauer pro Jahr inkl. Versorgung mit dem** gewählten Energieträger

Anforderungen an den avisierten „Kapazitätsmechanismus“

Die Erzeugung von **Wind- und PV-Strom kostet heute schon weniger als Strom aus Erdgas, Kohle oder Atomkraft**. Zukünftig werden Wind- und PV-Strom die Nachfrage überwiegend decken. Wegen der **wetterbedingt variablen Erzeugung** wird das Angebot dann aber mal über und mal unter der Nachfrage liegen.

Damit keine Engpässe in der Stromversorgung entstehen und erzeugter Strom vollständig genutzt wird, ist es **notwendig, Stromnachfrage und -angebot flexibler als bisher aufeinander abzustimmen**. Um das zügig und günstig zu erzielen, sollten alle Instrumente für sowie Technologien und Erzeuger von Flexibilität zulässig sein und in den Kosten-Nutzen-Wettbewerb miteinander gestellt sein.

Daraus resultierenden **Anforderungen an eine staatliche Förderpolitik, die bis zum Sommer auszuarbeiten ist**, sind:

1. *Zeitliche Spreizung der Strompreise*, ohne sie im Durchschnitt zu erhöhen oder zu senken. Das schafft Anreize,
 - Nachfrage kurzzeitig zu verschieben, wo das sinnvoll möglich ist. Wärmepumpen-Betrieb sowie Laden von Elektro-Kfz und Wärmespeichern (Power2Heat) liegen dann eher in Zeiten hohen Angebots mit niedrigen Preisen,
 - gespeicherte Energie bedarfsgerecht ins Stromnetz einzuspeisen, z.B. aus den zunehmend günstigen Heimspeichern sowie Batterien von Elektroautos durch bidirektionales Laden.

Das reduziert die Lücke zwischen Nachfrage und Angebot bei gleichzeitig schwacher Erzeugung von Wind- und PV-Strom.

Voraussetzung ist die flächendeckende Ausstattung von Stromkunden mit Smart-Metern, wie von der Bundesregierung beschlossen. Bei der Umsetzung von Smart Metern und Strompreis-Spreizung sind andere Länder in Europa weiter.

Zur Einordnung der Relevanz der „kleinen“ Stromspeicher:

- **Heimspeicher** haben heute schon eine Kapazität von ca. **7 GW**, was mit dem weiteren Ausbau von PV-Dachanlagen noch deutlich steigen wird.
- Batterien von **Elektro-Kfz** können bei einem zukünftigen Bestand von 30-40 Mio. Fahrzeugen und einer durchschnittlichen Ladeleistung von 10 kW rechnerisch 300-400 GW bereitstellen. Wenn davon nur 10% bedarfsgerecht im Stromnetz verfügbar sind, schafft das weitere **30-40 GW** an flexibler Kapazität.

2. *Flexibler Kapazitäten technologie- und erzeugeroffen beschaffen*

Für dann noch verbleibende Lücken zwischen Nachfrage und Angebot werden flexible Angebots- und Nachfrage-Kapazitäten „**technologieneutral**“ - wie von der Bundesregierung avisiert - **und erzeugeroffen** beschafft. Mitbieten können sollten dabei alle **zentral und flexibel regelbaren**

- **Stromerzeuger**, inkl. dezentrale Biogas- und H₂-Kraftwerke sowie große und kleine Wasserkraftwerke,
- **Stromspeicher**, inkl. Batteriespeicher und H₂-Syntheseanlagen, sowie
- **Lastabschaltungen.**

Das vergrößert die verfügbare flexible Kapazität und erzielt über den so verstärkten Wettbewerb zudem niedrigere Preise. Die Kapazitäten werden dabei für Zeiträume beschafft, in denen die Anlagen sich amortisieren. Dies entspricht dem ursprünglichen Ansatz im EEG, Strom **zu längerfristig stabilen Preisen abzunehmen**, was damals einen rapiden Aufbau von erneuerbarer Stromerzeugung und Clean Tech Industrien geschaffen hat.

3. *Mechanismus für die Beschaffung*

Beim eigentlichen Beschaffungsmechanismus sollten die Erfahrungen der letzten Jahre genutzt werden. Die folgende Skizzierung von Optionen und Bewertungen soll ein fundiertes Marktdesign nicht ersetzen, sondern eine erste Orientierung sein. Grundlegende Optionen sind klassische Börsen, staatliche Ausschreibungen, private Ausschreibungen und Verträge sowie langfristige staatlich gesetzte Festpreise für Kapazitäten.

- Börsen sind für kurzfristige Extrempreise anfällig, wie die Strombörse in den letzten Jahren zeigte. Da zudem das jeweils teuerste Kraftwerk preisbildend ist („Merit Order“-Prinzip) hat sie vielen Erzeugern Überrenditen verschafft und gleichzeitig die Verbraucherpreise in die Höhe getrieben. Die Volatilität der Preisbildung an der Börse steht zudem im Widerspruch zu den langfristigen Investitionszyklen für Stromerzeugung und -speicherung.
- Staatliche Ausschreibungen sind in der Theorie sinnvolle Instrumente. In der Praxis erschweren sie mit ihrer hohen Komplexität und Bürokratie oft Marktzugang und Wettbewerb. Es sind erhebliche Vorlaufinvestitionen erforderlich (z.B. für Sicherung Flächen, Genehmigung und Finanzierung), die bis zum Zuschlag im Risiko

stehen. Das können sich meist nur relativ finanzstarke Anbieter leisten. Kleinere Unternehmen und Energiegemeinschaften könne da selten mitbieten. Zudem wird die je Angebot zulässige Peak-Leistung gedeckelt und bei Überzeichnung werden die zusätzlichen Mengen nicht vergeben.

All das bremst den Hochlauf erheblich und ist zumindest teilweise darauf zurückzuführen, dass staatlichen Stellen, die diese Ausschreibungen designen, nicht selbst die direkten Kosten und die reduzierte Beschaffungsmenge tragen. Dass die Bundesregierung vor dem Hintergrund in ihrem [Bericht an den Bundestag vom 08.02.2024](#) zu einer Bewertung von Ausschreibungen als „erfolgreich“ kommt, erscheint am Kriterium der Überzeichnung festgemacht (siehe S. 11) – nicht an einem Vergleich mit anderen Beschaffungsmodellen. Die im Bericht postulierte Kostensenkung durch Ausschreibung ist nicht klar belegt (in den ersten Jahren sinkende Vergütungen, dann wieder steigende).

- Private Ausschreibungen z.B. durch Netzbetreiber oder Industrieunternehmen, die selbst für die flexible Kapazität bezahlen und insofern ein hohes Eigeninteresse an einem breiten Bieterkreis und Vermeidung preistreibender Komplexität haben, sollten diese Nachteile zum guten Teil überwinden, solange ihnen z.B. durch das Energierecht nicht weitere Schranken auferlegt werden. Ausschreibungen zum Zwecke der Netzstabilität gehören nach §11ff EnWG bereits zu den Handlungsoptionen von Netzbetreibern.
- Langfristige Festpreise für definierte, flexible Kapazitäten wie bereits im EEG mit den Flexibilitätszuschlägen angelegt, haben kein Zuschlagsrisiko solange die definierten Anforderungen erfüllt sind und erleichtern die Finanzierung. Das erweitert den Bieterkreis gegenüber Ausschreibungen nochmal zugunsten von einem schnellen Hochlaufs und niedriger Preise. Als Mechanismus schöpfen Festpreise die Bereitschaft von Anbietern zu noch niedrigeren Preisen nicht im selben Umfang ab wie Ausschreibungen. In diesem Zusammenhang erscheint auch der Vorschlag der Energy Watch Group für eine [Kombikraftwerksvergütung](#) sinnvoll, um dezentrale Flexibilitäten zu schaffen.

Fazit

Die Erfahrung zeigt, dass **Börsen für schwere und staatliche Ausschreibungen** für relevante Fehlentwicklungen **anfällig** sind. **Effektiver** sind **Ausschreibungen durch Netzbetreiber u.a. oder verlässliche Festpreise** für flexible Kapazitäten.