

Wo müssen die neuen gesicherten Kapazitäten der Kraftwerksstrategie stehen?

Am 13. Mai hat das Bundeskabinett den Entwurf eines Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG) zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie beschlossen. In einem ersten Schritt ist noch in diesem Jahr die Ausschreibung von zwölf Gigawatt neuen steuerbaren Kapazitäten vorgesehen, die planmäßig bis 2031 in Betrieb gehen sollen. Ca. zehn GW sind dabei für Langzeitkapazitäten vorgesehen, die die Stromversorgung auch in länger andauernden Dunkelflauten absichern können. Angesichts der Transformation unseres Stromsystems, in dem gesicherte Leistung im Zuge des kontinuierlichen Kohleausstiegs zunehmend durch dezentrale, erneuerbare Energieerzeugung ersetzt wird, begrüßt 50Hertz ausdrücklich, dass das Gesetzgebungsverfahren mit den nun anstehenden Beratungen des Bundestags sowie des Bundesrats in die finale Phase geht. Denn mit der Transformation gehen wachsende Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und einen sicheren und stabilen Netzbetrieb einher. Entscheidend ist daher jetzt, möglichst schnell verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen für die Ausschreibungen zu schaffen, die nicht zuletzt auch eine systemdienliche geografische Verortung der neuen Kapazitäten sicherstellen. Aus Sicht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber bedeutet dies, dass ein Drittel der neuen Kraftwerkskapazitäten im „netztechnischen Norden“ entstehen. Ganz konkret brauchen wir auch in der 50Hertz-Regelzone neue Kraftwerke, um einen stabilen Netzbetrieb und insbesondere den schnellen Netzwiederaufbau gewährleisten zu können. Ohne diese Kraftwerke besteht im Falle einer Störung im Stromsystem die Gefahr einer verzögerten Wiederversorgung des Ostens mit potenziell schwerwiegenden Folgen für die Menschen, die Wirtschaft und das Vertrauen in eine funktionierende Infrastruktur in der Region. Dies ist im vorliegenden Entwurf bei der Ausgestaltung des Südbonus, der als Instrument zur regionalen Steuerung vorgesehen ist, leider noch nicht berücksichtigt.

Herausforderung Versorgungssicherheit

- Die Versorgungssicherheit in Deutschland steht vor wachsenden Herausforderungen. Die Anreize des heutigen Energy-Only-Marktes reichen nicht mehr aus, um rechtzeitig neue gesicherte Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen.
- Noch sichern konventionelle Kraftwerke, vor allem Kohlekraftwerke, die Stromversorgung ab. Dies gilt besonders für das Winterhalbjahr, in dem über viele Stunden nur sehr geringe erneuerbare Einspeisung zur Verfügung steht.
- Allein 2024 gab es in Deutschland 211 Zeiträume, in denen die EE-Erzeugung für mehr als zehn Stunden am Stück unter 15 Prozent der installierten Leistung lag. Im Durchschnitt waren diese Zeiträume 19 Stunden lang, in der Spitze waren es sogar 259 Stunden, also mehr als zehn Tage. In solchen Phasen deckten Braun- und Steinkohlekraftwerke zeitweise fast die Hälfte des Verbrauchs. Der europäische Strommarkt und neue Batteriespeicher können die Unterdeckungen, die durch den



absehbaren Kohleausstieg entstehen werden, weder heute noch mittelfristig kompensieren.

- Das StromVKG mit zeitnahen Ausschreibungen samt Übergang in einen funktionsfähigen Kapazitätsmarkt ist daher ein wichtiger Schritt in Richtung zukunftsfähiger Versorgungssicherheit in der Energietransformation.

Netztechnischer Kraftwerksbedarf im Osten

- Bestehende konventionelle Kraftwerke leisten jedoch nicht nur einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit, sondern spielen über die Erbringung essenzieller Systemdienstleistungen auch eine entscheidende Rolle für einen sicheren und stabilen System- und Netzbetrieb.
- Mit dem Wegfall von Kohlekraftwerkskapazitäten müssen diese Systemdienstleistungen anderweitig bereitgestellt werden.
- Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben auf Basis der Versorgungssicherheit und des künftigen Bedarfes der Systemdienstleistungen eine Verortung der neuen gesicherten Kapazitäten im Rahmen der Kraftwerksstrategie ermittelt. Dabei kommen sie zu dem Schluss: Ein Drittel der neuen Kraftwerke muss im elektrotechnischen Norden und zwei Drittel im elektrotechnischen Süden entstehen.
- Für die 50Hertz-Regelzone (Ostdeutschland und Hamburg) entsteht vor allem aus den folgenden netztechnischen Gründen ein zwingender Bedarf an neuen Kapazitäten:

Herausforderung Netz- und Versorgungswiederaufbau

- Der großflächige Stromausfall in Spanien im April 2025 und die lokal begrenzten Stromausfälle in Berlin im September 2025 und im Januar 2026 zeigen, wie wichtig eine zügige Wiederversorgung der Stromkunden nach einem Zwischenfall ist. Das gilt aufgrund seiner Größe für das Übertragungsnetz noch mehr als für das Verteilnetz.
- Technisch spielt dabei für die Übertragungsnetzbetreiber der Netz- sowie der Versorgungswiederaufbau eine zentrale Rolle bei der Wiederherstellung einer stabilen Stromversorgung.
- Der Netzwiederaufbau erfolgt dabei in einem ersten Schritt über sogenannte schwarzstartfähige Kraftwerke, die ohne externe Stromversorgung den Betrieb aufnehmen können. Mit Hilfe dieser Kraftwerke wird dann ein Großkraftwerk als Partnerkraftwerk angefahren, um das Übertragungsnetz großflächig wieder unter Spannung zu setzen.
- Der Netzwiederaufbau erfolgt heute durch schwarzstartfähige Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. In der 50Hertz-Regelzone sind Kohlekraftwerke dann die ersten Partnerkraftwerke, mit denen das Übertragungsnetz wieder unter Spannung gesetzt wird und der Versorgungswiederaufbau startet.
- Der Kohleausstieg sieht vor, dass bis spätestens 2038 sämtliche Kohlekraftwerke in Deutschland abgeschaltet werden. In Ostdeutschland handelt es sich allein um über 8 GW Braunkohlekraftwerksleistung, die bis 2038 gesetzlich stillgelegt werden. Fast 3

GW davon werden bereits bis spätestens 2030 abgeschaltet.

- Ohne Zubau dargebotsunabhängiger Erzeuger ist der schnelle Wiederaufbau der Versorgung in der 50Hertz-Regelzone daher zukünftig nicht gewährleistet. Deshalb ist es entscheidend, dass neue gesicherte Kapazitäten in Form von Großkraftwerken auch in der 50Hertz-Regelzone bezuschlagt werden, damit auch künftig ausreichend schwarzstartfähige Anlagen und Partnerkraftwerke zur Verfügung stehen.

Herausforderung Momentanreserve und Blindleistung

- Großkraftwerke erbringen heute einen wesentlichen Anteil der Momentanreserve zur Frequenzstabilisierung sowie der Blindleistung zur sicheren Spannungsregelung. Beide Systemdienstleistungen müssen zur Wahrung der Netzstabilität bedarfsnah und damit regional bereitgestellt werden.
- Mit der Außerbetriebnahme der Kohlekraftwerke verliert die 50Hertz-Regelzone jedoch erhebliche technische Fähigkeiten: Bis 2030 gehen rund 1 Gvar, bis 2038 weitere fast 4 Gvar an dynamischer Blindleistung verloren – insgesamt ein Volumen, das dem heutigen Blindleistungsbedarf der 50Hertz-Regelzone entspricht.
- Um diesen Bedarf an Systemdienstleistungen langfristig auch ohne Großkraftwerke decken zu können, investiert 50Hertz bereits in eigene Assets und darüber hinaus können die Produkte mittlerweile auch marktbasierend beschafft werden – allerdings nur dort, wo die bestehenden Anlagen die technischen Fähigkeiten dazu aufweisen. Diese Alternativen

sind jedoch deutlich kostenintensiver und auf absehbare Zeit auch nicht in ausreichendem Maße verfügbar, sodass die Kraftwerke erst auf lange Sicht ersetzbar sind.

Ausgestaltungsoptionen regionale Steuerung

- Der Südbonus, so wie er in dem von der Bundesregierung beschlossenen Entwurf des StromVKG verankert ist, sorgt dafür, dass Anlagen in den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten im netztechnischen Süden bevorzugt werden. Konkret sollen ihre Gebote rechnerisch um 220 Euro pro MW installierter Leistung günstiger gestellt werden.
- Dieser Bonus gilt, bis mindestens zwei Drittel des Ausschreibungsvolumens bezuschlagt sind. Da die Kosten der Anlagen im Norden und Süden ähnlich sind, haben Anlagen im Norden faktisch kaum Chancen auf Zuschlag, solange der Bonus angewendet wird.
- Für das restliche Volumen (höchstens ein Drittel) gilt der Bonus nicht. Hier können auch Anlagen aus dem Norden zum Zuge kommen – allerdings nur, wenn sie tatsächlich günstiger bieten als Anlagen im Süden. Das ist möglich, aber unsicher.
- Damit ist die Anwendung des Südbonus in der jetzigen gesetzlichen Ausgestaltung zwar ein geeignetes Instrument, um mindestens zwei Drittel der Leistung im Süden zu verorten. Ob und, wenn überhaupt, in welchem Maße jedoch auch Kapazitäten im Norden entstehen, bleibt hingegen vollkommen ungewiss. Keinesfalls aber sichert der im Gesetzesentwurf vorgesehene Weg die notwendige Verortung von einem Drittel der Leistung im Norden hinreichend ab. Es besteht die

Gefahr, dass die neuen Kapazitäten vollständig im netztechnischen Süden errichtet werden. Steht das Ausschreibungsergebnis einmal fest, gibt es keine regionalen Nachsteuerungsmöglichkeiten. Dementsprechend ist eine Anpassung erforderlich, damit ein Drittel der neuen Anlagen sicher im Norden verortet wird.

Variante 1 „Nordbonus“

- Analog zum Südbonus könnte ergänzend ein nachgelagerter Nordbonus eingeführt werden. Der Nordbonus würde erst dann zum Tragen kommen, wenn bereits zwei Drittel der Anlagen im Süden bezuschlagt wurden. Demzufolge würde für das verbleibende Drittel der niedrigsten Gebote für Anlagen im Norden ebenfalls ein Bonus angewendet werden. Sofern es jeweils ausreichend Angebotsvolumina gibt, wäre das Ergebnis eine modifizierte Reihung mit den niedrigsten Süd- und den niedrigsten Nordgeboten, die im Verhältnis 2:1 nach vorne gereiht werden.

Variante 2 „Südbonus erst anwenden, wenn er erforderlich ist“

- Der Südbonus an sich stellt bei Anwendung sicher, dass Anlagen im Süden bezuschlagt werden. Dieses Steuerungsinstruments bedarf es aber erst, wenn bereits ein Drittel der Leistung im Norden bezuschlagt wurde. Dementsprechend sollte durch eine leichte Modifizierung des jetzt im Gesetz verankerten Mechanismus, der Südbonus auch erst zur Anwendung kommen, wenn bzw. sofern zuvor ein Drittel der Leistung im Norden bezuschlagt wurde.

- Somit wird für alle Gebote länger ein level playing field erhalten und die Kosten wären geringer, denn es wäre weniger strategisches Bieten von Südstandorten möglich. Solange der Südbonus angewendet wird, können Anlagen im Süden schließlich ihre Gebote um einen Anteil des Südbonus erhöhen in der Gewissheit, dass sie in der Gebotsreihung trotzdem niedriger eingereicht werden als Nordkraftwerke, die nicht von einem Bonus profitieren.
- Fazit: Der Südbonus ist ein geeignetes Instrument, um die Bezuschlagung von Leistung im Süden abzusichern. Es bedarf aber einer Anpassung, um auch den erforderlichen Steuerungseffekt für den netztechnischen Norden zu erreichen. Variante 2 würde vermutlich mit niedrigeren Kosten einhergehen, da bei geringerer Anwendung eines Bonus geringere Mitnahmeeffekte möglich sind. Zudem ist Variante 2 europarechtlich vermutlich besser umsetzbar, da sie kein starres zwei Drittel/ein Drittel-Verhältnis festschreibt, sondern im Einklang mit der Einigung zwischen der Bundesregierung und der Kommission lediglich nachsteuert, falls die angestrebte Verortung von zwei Dritteln der Kapazitäten im Süden nicht gesichert ist. Letztendlich ist diese Abwägung eine politische Entscheidung.

Ansprechpartner

Alexander Sewohl | +49 151 74367618
alexander.sewohl@50hertz.com

Ullrich Rehder | +49 160 95224779
ullrich.rehder@50hertz.com

Steffen Kläne | +49 151 67990721
steffen.klaene@50hertz.com