

Die zweite Sonderanalyse der deutschen Netzbetreiber

Stefan Ulreich, Hans-Wilhelm Schiffer

Die Netzbetreiber unterstrichen in ihrer Sonderanalyse zur Versorgungssicherheit im Winter 2022/2023 die angespannte Situation für die deutsche Stromversorgung. Sie empfahlen eine Nutzung mehrerer technischer Lösungen, darunter auch die weitere kurzfristige Verwendung von Kohle- und Kernkraftwerken. Eine Betrachtung der Entwicklung der gesicherten Kapazitäten in Deutschland zeigt auf, dass die Versorgungssicherheit nicht nur im nächsten Winter eine Herausforderung ist.

Die fünf Szenarien für den Winter 2022/2023

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW haben Anfang September 2022 eine Sonderanalyse zur Versorgungssicherheit im Winter 2022/2023 veröffentlicht. Diese Sonderanalyse (oft „Stresstest“ genannt) wurde vom BMWK beauftragt, nachdem im Laufe des Jahres 2022 eine Reihe diverser Risiken für die Versorgungssicherheit sichtbar geworden sind: ausbleibende Gaslieferungen aus Russland und deutlich verringerte Produktion aus Wasserkraft und Kernkraft. Diese Analyse steht in einer Linie mit dem „Netzreservebedarf 2022/2023“ vom April 2022 und der ersten Sonderanalyse vom Mai 2022.

Somit stehen insgesamt fünf Szenarien für die Bewertung der Versorgungssicherheit zur Verfügung:

- Bedarfsanalyse (April 2022)
- Sonderanalyse 1 (Mai 2022)
- Sonderanalyse 2 + (Juli 2022)
- Sonderanalyse 2 ++ (Juli 2022) mit Sensitivität „Streckbetrieb“
- Sonderanalyse 2 +++ (Juli 2022)

Während die Bedarfsanalyse den gesetzlichen Anforderungen genügt, verschärfen die Sonderanalysen die Annahmen und nehmen eine

geringere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke an, eine geringere Verfügbarkeit der Sicherheitsreserve in Deutschland und weitere Annahmen, wie in der Tabelle (Abb. 1) dargestellt.

Neu hinzugekommen in die Betrachtungen ist die mögliche Lasterhöhung durch Heizlüfter. Diese Geräte wurden in den letzten Wochen verstärkt eingekauft, auch wenn klar ist, dass dies eine sehr teure Art zu heizen ist. In der Öffentlichkeit könnte zudem wenig Bewusstsein vorhanden sein, dass der gleichzeitige Betrieb einer großen Menge von Heizlüftern Herausforderungen für die lokale Versorgung mit Strom darstellt.

Zu den Verfügbarkeiten von Braunkohleanlagen (Abb. 2) und der drei in Frage stehenden Kernkraftwerke (Abb. 3) wurden detaillierte Annahmen getroffen. Dabei sollte beachtet werden, dass die verfügbare Leistung auch vom Betriebszustand der Kraftwerke abhängt: so benötigen beide Kraftwerkstypen eine bestimmte Vorlaufzeit, um die volle Arbeitsfähigkeit zu erreichen, sind dann aber auch in der Lage, mit einem sehr hohen Maß an Flexibilität zum Ausgleich erneuerbarer Stromerzeugung beizutragen. Braunkohlenkraftwerke können beispielsweise in etwa 30 Minuten von 100 % Lastbetrieb auf 50 % der Leistung runtergefahren werden.

Untersuchungsansatz: Gasverbrauchsreduktion im Stromsektor

Gepüfzte Maßnahme: Szenario (++) mit KKW -Streckbetrieb

Annahmen	Bedarfsanalyse 2022	Sonderanalyse 1	Sonderanalyse 2 Szenario (+)	Sonderanalyse 2 Szenario (++)	Sonderanalyse 2 Szenario (+++)
Max. KKW Verfügbarkeit in FR:	61 GW	51 GW	45 GW	45 GW	40 GW
Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft: Verfügbarkeit	-	-	6,1 GW	5,0 GW	4,6 GW
Steinkohlekraftwerke: Leistungsreduktion aufgrund der Niedrigwassersituation	-	-	- 2 GW	- 3 GW	- 3,75 GW
Netzreserve Verfügbarkeit:	6 GW (100 %)	6 GW (100 %)	4,5 GW (75 %)	4 GW (67 %)	3 GW (50 %)
Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT:	100 %	100 %	100 %	75 %	50 %
Lasterhöhung Heizlüfter:	-	-	1,5 GW / 2,5 TWh	1,5 GW / 2,5 TWh	2,5 GW / 5,0 TWh
Gaspreis:	68 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh

Abb. 1:

Die Annahmen für die Szenarien im Rahmen der Stresstests Winter 2022/2023.

Betreiber	Kraftwerk	Brennstoff	Leistung [MW]	Regime	früheste Marktrückkehr
LEAG	Jämschwalde E	Braunkohle	465	Sicherheitsbereitschaft	01.10.2022
LEAG	Jämschwalde F	Braunkohle	465	Sicherheitsbereitschaft	01.10.2022
RWE Power AG	Niederaußem E	Braunkohle	295	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Niederaußem F	Braunkohle	299	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Neurath C	Braunkohle	292	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Neurath E	Braunkohle	604	KVBG Anhang 2	01.01.2023
RWE Power AG	Neurath D	Braunkohle	607	KVBG Anhang 2	01.01.2023
SUMME:			3027		

- Das Portfolio der Braunkohleanlagen, für die eine Marktrückkehr unterstellt wurde, basiert auf Abfragen der ÜNB bei den jeweiligen Kraftwerksbetreibern.
- Die Marktrückkehr ist ggf. möglich nach EU-beihilferechtlicher Genehmigung und Freigabe der Bundesregierung
- Die Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit wurden getroffen, da große Unsicherheiten z.B. in Bezug auf Genehmigungen, technische Restriktionen, Personal bestehen. Zudem kann aufgrund des technischen Zustands davon ausgegangen werden, dass geringere Verfügbarkeiten zu erwarten sind.

Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit unter den Marktrückkehrern von Braunkohleanlagen



Abb. 2: Marktrückkehr von Braunkohleanlagen (ÜNB Abschätzung)
Die Details zu den Annahmen der Braunkohleanlagen im zweiten Stresstest.

Das Gleiche gilt in der Gegenrichtung. Deshalb ist es wichtig, die Anlagen nicht nur als Notfallreserve zu nutzen, sondern dass sie tatsächlich auch in der Stromproduktion eingesetzt werden. Denn nur so kann Gas am Ende auch substituiert werden, um einen Preis-dämpfenden Effekt für Gas zu erzielen.

Ergebnisse des zweiten Stresstests

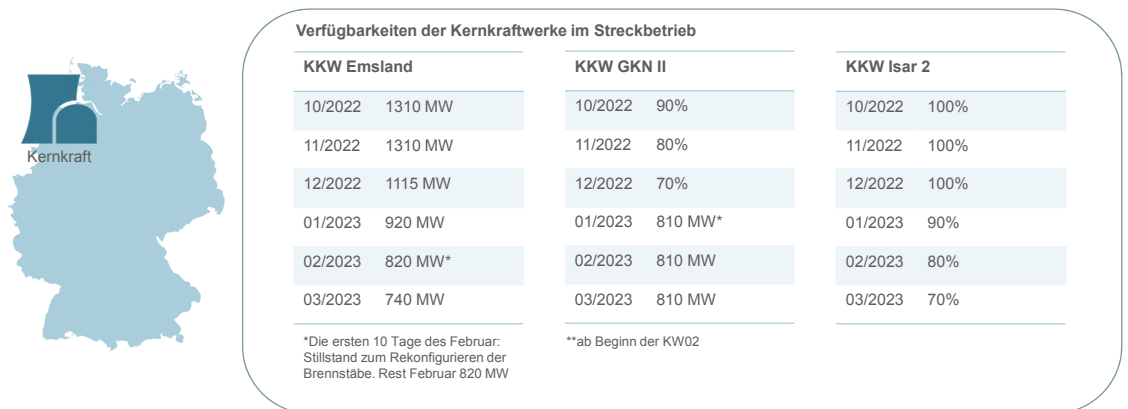
Die Szenarien wurden nicht mit Wahrscheinlichkeiten hinterlegt, sondern beschreiben eine mögliche Kombination von Ereignissen. Dabei müssen kritische Situationen nicht über Tage hinweg auftauchen, sondern es können auch einzelne oder mehrere Stunden sein, in denen die Stromversorgung gefährdet sein kann.

In allen drei betrachteten Szenarien des zweiten Stresstests sehen die Netzbetreiber die Versorgungssituation im kommenden Winterhalbjahr äußerst angespannt. Für Europa insgesamt kann die Last nicht vollständig gedeckt werden. In den beiden Szenarien ++ und +++ treten auch in Deutschland Stunden mit Lastunterdeckungen auf.

Netzengpässe werden in Deutschland seit etlichen Jahren mittels Redispatch kompensiert. Allerdings reichen die deutschen Redispatchmöglichkeiten in keinem der drei Szenarien des zweiten Stresstests mehr aus: mindestens 5,8 GW an Leistung aus dem Ausland wird benötigt. Da jedoch die Lage in Europa insgesamt angespannt ist, ist die tatsächliche Verfügbarkeit im Bedarfsfall unsicher.

Kernkraftwerks-Sensitivität: Untersuchung zum Streckbetrieb

- » Auf Basis des Szenarios (++) wurde eine Kernkraftwerks-Sensitivität durchgeführt, die die Auswirkungen des Streckbetriebs untersucht.
- » Hierzu wurden die Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke im Streckbetrieb wie folgt angenommen:



- » Die Informationen zu den KKW-Verfügbarkeiten basieren auf direktem Austausch des BMWK mit den jeweiligen Kraftwerksbetreibern.

Abb. 3:
Die Details zu den Annahmen der drei Kernkraftwerke Emsland, Neckarwestheim und Isar 2 im zweiten Stresstest.

Der KKW-Streckbetrieb im Szenario ++ führt zu Abhilfe, kann das Problem aber nicht vollständig lösen. Zwar werden durch die drei KKW ca. 5 TWh Strom zusätzlich produziert, womit in Deutschland die Stromproduktion aus Erdgas um 0,9 TWh und im europäischen Ausland um 1,5 TWh sinkt. Ebenso können die Lastunterdeckungen in Deutschland weitestgehend vermieden werden. Der Redispatch-Bedarf sinkt auf 4,6 GW, so dass weitergehende Maßnahmen nötig sind. Die Absenkung von Redispatch um 0,5 GW betrifft dabei den im Ausland zu deckenden Redispatchbedarf, der Bedarf an Gesamtredispatch wird um 1,4 GW gemindert. Die Netzbetreiber sehen die Nutzung aller Möglichkeiten zur Sicherung der Stromversorgung als nötig an. Das ging aus ihren Empfehlungen (Abb. 4) klar hervor. Die Quantifizierung der Beiträge zur Versorgungssicherheit zeigen dabei alle in etwa die gleiche Größenordnung.

Das BMWK zog daraus die Schlussfolgerung, dass KKW nur wenig Nutzen für die Versorgungssicherheit bringen, wollten zwei Anlagen aber dennoch bis ins Frühjahr 2023 als Netzreserve verfügbar halten. Am 17. Oktober hat Bundeskanzler Scholz sich für den Weiterbetrieb der drei Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023 ausgesprochen. Dafür soll nun eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden.

Aktuelle Situation bei der Stromerzeugungsleistung zur Deckung des Bedarfs in Deutschland

Zum 31. Mai 2022 existierte in Deutschland eine installierte Stromerzeugungsleistung von netto 232,0 Gigawatt (GW)¹. Davon entfielen mit 138,6 GW rund 60 % auf Erneuerbare-Energien- und mit 93,4 GW zirka 40 % auf konventionelle Anlagen. Von der insgesamt installierten Leistung befinden sich 12,5 GW Kraftwerke außerhalb des Strommarktes. Das sind

Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (I)

Nutzung aller Möglichkeiten zur Erhöhung der Strom-Erzeugungs- und Transportkapazitäten wird dringend empfohlen! Im Einzelnen:

1. **Transportkapazitäten erhöhen:** Zusätzliche Potenziale des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes müssen kurzfristig erschlossen werden, um damit die Nord-Süd-Transportkapazität zu erhöhen.
2. **Redispatch-Potential im Ausland in den Fokus nehmen:** Hierfür sind klare und verbindliche Absprachen mit den Nachbarländern erforderlich.
3. **Vertragliches Lastmanagement:** Kurzfristige Potenziale müssen gehoben werden.
4. **Reserven für Stresssituationen breiter nutzbar machen:** Sämtliche Reserven (auch Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel) müssen für die bilanzielle Lastdeckung und den Redispatch nutzbar gemacht werden.
5. **Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten in Stresssituationen absichern:**
 - a. Marktrückkehr der Kohlekraftwerke aus der Reserve erleichtern (Genehmigungen, Kostenanerkennungen/Kostenübernahmen).
 - b. Alle in einer Stresssituation notwendigen Gaskraftwerke müssen gesichert mit Gas versorgt werden.
 - c. Verfügbarkeit der KKW ist ein weiterer Baustein zur Beherrschung kritischer Situationen (siehe Analyseergebnisse).

Für alle Empfehlungen sind kurzfristig gesetzgeberische Tätigkeiten oder hoheitliches Handeln erforderlich.

Sollten all diese Maßnahmen nicht ausreichen, müssten als Ultima ratio Exporte beschränkt oder Großverbraucher kontrolliert und temporär abgeschaltet werden, um die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten.

Abb. 4:

Die Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber nach dem zweiten Stresstest.

¹ Beinhaltet Offshore-Windleistung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (Offshore); außerdem sind in den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt Anlagen enthalten, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen.

Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (II)

Quantifizierung der Wirkungsweisen

	Beitrag zur Lastdeckung		Beitrag zur Netzsicherheit
Transportkapazitäten (um 1 bis 2 GW*) erhöhen	./.		Beitrag zur Verringerung des Redispatch-Bedarfes: abhängig von der Netztopologie
Kurzfristige Potenziale des vertraglichen Lastmanagements heben	1,5 bis 3 GW**		standortabhängig
Reserven breiter nutzbar machen und maximale Verfügbarkeit sicher stellen	6 GW	(Netzreserve***)	./. bereits vollständig gesichert
	1,1 GW	(Kapazitätsreserve) – bereits vollständig gesichert, frühere Aktivierungsmöglichkeit sinnvoll)	standortabhängig
	0,6 GW	(besondere netztechnische Betriebsmittel)	abhängig vom Einsatzkonzept
Marktrückkehr von Kraftwerken sichern****	bis zu 6,7 GW		standortabhängig
Verfügbarkeit der Kernkraftwerke ermöglichen	3 GW (Januar) 2,75 GW (Februar) 2,5 GW (März)		Beitrag zur Verringerung des Auslands-Redispatch-Bedarfes: 0,5 GW

* quantitative Abschätzung
 ** Angaben aus externen Studien (Guidehouse/ffe, r2b)
 *** verbleibende Netzreserve nach Marktrückkehr
 **** Es wurde eine Marktrückkehr aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft i.H.v. 6,7 GW als Arbeitshypothese für die Sonderanalysen unterstellt

Abb. 5:
 Die Quantifizierung der Beiträge zur Versorgungssicherheit durch die Netzbetreiber.

Braunkohleblöcke in Sicherheitsbereitschaft, systemrelevante Anlagen auf Basis Steinkohle, Erdgas und Mineralölprodukte, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden (Netzreserve), vorläufig stillgelegte Anlagen auf Basis von Erdgas und Mineralölprodukten sowie Erdgas-Leistung in der Kapazitätsreserve.

Die Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt betrug mit Stand 31. Mai 2022 entsprechend 219,5 GW. Davon entfallen 81,0 GW auf konventionelle und 138,6 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Tab. 1).

Die in Deutschland in den letzten Jahren erreichte, von den Übertragungsnetzbetreibern gemessene

Energieträger	Installierte Netto-Leistung	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt
	in MW	in MW	in MW
Kernenergie	4.056	–	4.056
Braunkohle	18.898	2.180	16.718
Steinkohle	19.045	4.299	14.746
Erdgas	32.085	4.202	27.883
Mineralölprodukte	4.715	1.808	2.907
Pumpspeicher	9.778	–	9.778
Sonstige Energieträger*	4.877	–	4.877
Erneuerbare Energien davon:	138.571	–	138.571
■ Onshore-Windenergie	56.080	–	56.080
■ Offshore-Windenergie	7.774	–	7.774
■ Solare Strahlungsenergie	59.297	–	59.297
■ Biomasse	9.492	–	9.492
■ Wasser**	4.878	–	4.878
■ Sonstige Energieträger***	1.050	–	1.050
Insgesamt	232.025	12.489	219.536

Tab. 1: Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2022
 * nicht erneuerbar: 50 % Abfall und Grubengas
 ** ohne Pumpspeicher
 *** 50 % Abfall, Deponiegas, Klärgas, Geothermie
 Stand: 31. Mai 2022 (EEG-Anlagen ausgewertet zum 31. Dezember 2021)
 Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste mit Stand 31. Mai 2022

höchste Last, die in der Regel am frühen Abend eines Wintermonats (und außerhalb der Feiertagssaison) auftritt, beträgt etwa 80 GW. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurde die Höchstlast im Jahr 2021 am 30. November im Zeitraum von 11:45 – 12:00 mit insgesamt 81.368 MW erreicht. Im Jahr 2020 lag die Höchstlast bei 79.480 MW am 3. Dezember um 17:45 – 18:00. Diese ‚Lastmessung‘ auf Basis von stündlichen Produktionsdaten der TSOs ist für Deutschland aber nicht komplett. Grund dafür sind Industriekraftwerke, deren Produktion nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird. Schätzungen beziffern die fehlenden Mengen auf 5 %–10 % der stündlich gemessenen Nachfrage, so dass die tatsächliche Spitzenlast aktuell bei ca. 85 GW liegen dürfte.

Für die Sicherheit der Versorgung ist maßgeblich, in welchem Umfang Stromerzeugungsleistung zum Zeitpunkt der Höchstlast als sicher verfügbar unterstellt werden kann.

Der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Leistung ist bei den verschiedenen Technologien unterschiedlich hoch. Bei Anlagen auf Basis von Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle und Erdgas können mehr als 90 % der installierten Leistung als gesichert eingestuft werden². Am anderen Ende der Bandbreite rangiert die Photovoltaik (PV). Die zum Zeitpunkt der zu erwartenden Höchstlast verfügbare PV-Leistung ist mit Null anzusetzen, da in Deutschland die Höchstlast typischerweise zu einem Zeitpunkt auftritt, an dem es dunkel ist. Bei Windenergie – dies gilt insbesondere für Offshore-Anlagen – stellt sich die Situation günstiger dar. Allerdings ist nicht ausgeschlossen, dass zum Zeitpunkt der höchsten Last eine Windflaute herrscht. Deshalb setzt etwa der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber den Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Kapazität mit <10 % an. Deutlich günstigere Relationen bestehen bei Wasserkraft, Biomasse und Geothermie. Letzgenannte Technologien haben den großen Nachteil, dass sie aus unterschiedlichen Gründen nicht beliebig skalierbar sind.

Unter Berücksichtigung der dargelegten Relationen kann für 2022 eine in Deutschland als jederzeit gesicherte Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in Höhe von etwa 80,4 GW unterstellt werden. Hinzu kommen die Kraftwerke außerhalb des Strommarktes, die im Falle von Engpässen eingesetzt werden könnten. Außerdem ist Deutschland

in den europäischen Strommarkt eingebunden. Im Falle von Engpässen kann somit auf Leistung im Ausland zurückgegriffen werden, soweit die dort verfügbaren Kapazitäten dies zulassen und die grenzüberschreitenden Übertragungsnetze keinen Engpass bilden. Allerdings sind im Winter – und das ist die relevante Periode für die Auslegung der Versorgungssicherheit – Erzeugungsknappheiten in allen europäischen Ländern zu erwarten. In Summe kann man daher schließen, dass – Stand 2022 – Deutschland ausreichend gesicherte Leistung besitzt, um das Stromsystem zu jedem Zeitpunkt zu stabilisieren.

Herausforderungen für die nächsten Jahre – Absehbare Öffnung der Schere zwischen der Entwicklung von Nachfrage und gesicherter Leistung

Schon für die nahe Zukunft öffnet sich allerdings eine Schere zwischen der Entwicklung von Nachfrage und gesicherter Leistung. Die deutsche Bundesregierung hat beschlossen, aus energiepolitischen Gründen sowohl aus der Kernenergie wie auch aus der Verstromung von Kohle auszusteigen. Die Ausfälle der Gaslieferungen aus Russland haben jedoch zu erheblichen Knappheiten auf den Energiemärkten geführt. Konsequenzen sind massiv erhöhte Preise und drohende Engpässe nicht nur bei der Deckung der Gasnachfrage, sondern auch in der Stromversorgung. Erschwerend kommen die Ausfälle von Kernkraftkapazitäten in Frankreich hinzu, die zu verstärkten Stromexporten aus Deutschland nach Frankreich geführt haben. Zur Entspannung der Situation auf den Gasmärkten ist es erforderlich, den Einsatz von Gas zur Stromerzeugung in Deutschland so weit wie möglich einzugrenzen. Aufgrund der hohen Gaspreise hat die Industrie zwar den Verbrauch im 2. und 3. Quartal 2022 um etwa ein Fünftel vermindert. Vergleichbare Erfolge sind bisher jedoch sowohl im Bereich der privaten Haushalte und der Stromerzeugung noch nicht erkennbar.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung Konzepte vorgelegt, die eine verlängerte Nutzung von zwei noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerken sowie der Stein- und Braunkohlenkraftwerke vorsehen, die bereits in die Sicherheitsbereitschaft bzw. Netzreserve überführt worden waren. Damit werden zwei Ziele verfolgt:

- Sicherstellung ausreichender Kraftwerksleistung im Winter 2022/2023 sowie
- Senkung des Erdgasverbrauchs in der Stromerzeugung

² Zudem stellt ein Kraftwerk alleine keine gesicherte Leistung dar, sondern nur in Verbindung mit ausreichend Brennstoffen. Daher spielen Speicher für Brennstoffe eine wesentliche Rolle bei der sicheren Versorgung.

Konkret hat sich der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz mit den Betreibern der Kernkraftwerke Isar 2 und Neckarwestheim auf ein Konzept für eine Einsatzreserve verständigt. Den gemeinsam vereinbarten Eckpunkten zufolge sollen die beiden Blöcke nach dem Ende ihrer regulären Laufzeit am 31.12.2022 in eine Einsatzreserve überführt werden. Sie stehen damit bereit, um einen drohenden Stromnetzengpass in Süddeutschland zu verhindern. Die Betreiber sind jetzt gefordert, die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, damit die Anlagen über den 31.12.2022 hinaus bis längstens zum 15.04.2023 weiter im Markt betrieben werden können.

„Ob der Betrieb der Anlagen notwendig ist, wird entlang der Grunddaten des „Netzstresstest“ entschieden. Basis ist ein Monitoring, das die Verfügbarkeit der Atomkraftwerke in Frankreich, den Umfang der an den Markt zurückgekehrten Kohlekraftwerke, die Verfügbarkeit der Gas- und Kohlekraftwerke sowie die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs berücksichtigt. Die Entscheidung über den Reservebetrieb der Atomkraftwerke soll den Eckpunkten zufolge noch in diesem Jahr fallen.“³

Zu den Einsatzmöglichkeiten der beiden Kernkraftwerke in Süddeutschland werden in dem Eckpunkte-Papier folgende Aussagen getroffen:

- Bei Nutzung der Einsatzreserve würde das Kernkraftwerk Isar 2 seinen Betrieb mit dem aktuellen Reaktorkern über den 31.12.2022 hinaus bis voraussichtlich Anfang März 2023 fortsetzen. Dabei können nach Betreiberangaben zwischen anfänglich etwa 95 Prozent der Leistung bis etwa 50 Prozent der Leistung zum Ende bereitgestellt und damit ca. 2 TWh Strom produziert werden.
- „Das Kernkraftwerk Neckarwestheim kann den Angaben der Betreiber zufolge mit Nutzung der Einsatzreserve nach einem technisch notwendigen Stillstand zur Rekonfiguration des Reaktorkerns Anfang Januar 2023 zwischen anfänglich etwa 70 Prozent der Leistung bis etwa 55 Prozent der Leistung zum Ende bereitstellen und insgesamt ca. 1,7 TWh Strom erzeugen.“

Die Entscheidung über den Abruf von Isar 2 erfolgt, so der Wortlaut des Eckpunktepapiers, spätestens Anfang Dezember 2022 zum 01.01.2023, die Entscheidung über den Abruf von Neckarwestheim 2 ist

ebenfalls für spätestens Anfang Dezember 2022 vorgesehen. Die Entscheidung zu Neckarwestheim 2 wird, „im Fall des erfolgten Abrufs, Anfang Januar 2023 nochmals überprüft, so dass Neckarwestheim, sofern der spätestens im Dezember erfolgte Abruf hier nochmals bestätigt wird, nach Abschluss des Stillstands in den Leistungsbetrieb gehen kann.“⁴

Entgegen den Vorschlägen aus dem BMWK vom September, hat sich Bundeskanzler Scholz im Oktober auch für den Weiterbetrieb vom Kernkraftwerk Emsland ausgesprochen: „Es wird die gesetzliche Grundlage geschaffen, um den Leistungsbetrieb der Kernkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 sowie Emsland über den 31.12.2022 hinaus bis längstens 15.4.2023 zu ermöglichen.“⁵ Der Rückbau der drei Anlagen soll im Anschluss erfolgen.

Darüber hinaus hat das Bundeskabinett zwei Verordnungen zur weiteren Stärkung der Vorsorge für den kommenden Winter verabschiedet. Auf Grundlage der Verordnung zur sogenannten Versorgungsreserve können die Braunkohlekraftwerke aus der bisherigen Sicherheitsbereitschaft wie geplant und wie im Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz vorgesehen zum 1. Oktober 2022 an den Markt zurückkehren. Außerdem hat das Kabinett die Verordnung zur Rückkehr der Kraftwerke aus der Netzreserve angepasst und den Geltungszeitraum des Netzreserve-Abrufs verlängert. „Bleibt die Alarmstufe Gas bestehen oder wird die Notfallstufe ausgerufen, können die Kraftwerke aus der Netzreserve nun bis zum 31. März 2024 am Markt bleiben; bislang endete die Netzreserve am 30. April 2023. Die Netzreserve betrifft überwiegend Steinkohlekraftwerke. Ziel der Netzreserve ist es, vorübergehend mehr Kohlekraftwerke in der Stromerzeugung zu haben, um so Stromerzeugung aus Gas zu reduzieren und damit Gas einzusparen.“⁶

Seit dem Inkrafttreten des Abrufs der ersten Reserve am 14.07.2022, der sogenannten Netzreserve, sind die Kraftwerke Mehrum (690 MW_e) und Heyden (875 MW_e) in den Markt zurückgekehrt. Weitere Anlagen bereiten die Marktrückkehr derzeit vor. Mit der Verlängerung des Geltungszeitraums der Netzreserve bis zum 31. März 2024 ist die Attraktivität einer Rückkehr der Anlagen an den Markt erhöht worden. Voraussetzung bleibt jedoch die Geltung der Alarmstufe oder die Ausrufung der Notfallstufe. Die verabschiedete Rechtsverordnung zur

3 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Pressemitteilung vom 27.09.2022.

4 Eckpunkte AKW-Einsatzreserve, BMWK – E.ON – EnBW vom 27.09.2022.

5 Brief des Bundeskanzlers vom 17. Oktober 2022 an die Minister Lemke, Habeck und Lindner.

6 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Kabinett stärkt Vorsorge für den kommenden Winter: Marktrückkehr von Braunkohlekraftwerken startet wie geplant zum 1. Oktober 2022 – Netzreserve wird bis zum 31. März 2024 verlängert, Pressemitteilung vom 28.09.2022.

Versorgungsreserve Braunkohle umfasst verschiedene Braunkohlekraftwerksblöcke, die sich aktuell in der sogenannten Sicherheitsbereitschaft befinden. Durch das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz wurden sie mit der Versorgungsreserve in ein Nachfolgeregime überführt. Dies betrifft die Kraftwerksblöcke Jänschwalde E und F der LEAG im Lausitzer Revier und die Kraftwerksblöcke Niederaußem E und F sowie Neurath C der RWE Power AG im Rheinischen Revier. Sie sollen zunächst befristet bis zum 30. Juni 2023 an den Markt zurückkehren können. Insgesamt können durch die Verordnung 1,9 GW Braunkohle in den Markt zurückkehren. Gesetzliche Voraussetzung für die Teilnahme dieser Kraftwerke am Strommarkt ist auch für die Braunkohlekraftwerke die Geltung der Alarm- oder Notfallstufe gemäß Notfallplan Gas.

Von den 138,6 GW Erneuerbare-Energien-Anlagen handelt es sich bei 134,1 GW um Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG (zum Stand 31.12.2021).

Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarktes verteilt sich mit 1.886 MW auf Sicherheitsbereitschaft, 7.293 MW Netzreserve, 2.047 MW vorläufig stillgelegte Anlagen und 1.263 MW Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserve nach Angabe des Kraftwerksbetreibers gemäß MaStRV). Differenziert nach diesen Kategorien und nach Energieträgern stellt sich die Leistungsaufteilung der Anlagen außerhalb des Strommarktes wie folgt dar:

- Anlagen in Sicherheitsbereitschaft: Braunkohle mit 1.886 MW
- Systemrelevante Kraftwerke gem. § 13b EnWG und KVBG, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden (Netzreserve): Steinkohle mit 4.299 MW, Erdgas mit 1.382 MW und Mineralölprodukte mit 1.612 MW
- Vorläufig stillgelegte Anlagen: Erdgas mit 1.557 MW, Mineralölprodukte mit 196 MW und Braunkohle mit 294 MW
- Leistung in der Kapazitätsreserve: Erdgas mit 1.263 MW

In den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt sind Anlagen, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen, enthalten.

Bewertung

Die Situation in Bezug auf die gesicherte Leistung ist nicht erst seit diesem Jahr angespannt, sondern eine Entwicklung, die seit mehreren Jahren beobachtbar ist. Die Situation in den Nachbarländern, sowie die Versorgungslage bei Erdgas, führt das System nun an neue Belastbarkeitsgrenzen.

Die im Stresstest genannten Lösungsvorschläge z. B. Redispatch mit Kapazitäten aus dem Ausland oder vom BMWK verfolgten Ansätze z. B. *Power-Barges*⁷, bedürfen vor allem auch einer Umsetzung, damit die Pläne realisiert werden können, was angesichts der zur Verfügung stehenden Zeit mit einer gewissen Dringlichkeit zu versehen ist.

Während eine Bewertung der Stromversorgungslage durch die Netzbetreiber dringend erforderlich ist, wäre es auch sehr empfehlenswert, hier den Bogen zum Gasmarkt und potentiellen Gasmangellagen zu schließen, z. B. durch Referenzieren auf das Extremszenario der LÜKEX 2018-Übung. Bei dieser Übung wurden bereits die Auswirkungen einer Extremwetterlage auf die Gasversorgung in Süddeutschland durchgespielt.

Entscheidend für die verfügbare gesicherte Leistung von Kohle- und Kernkraftwerken ist deren Betriebszustand: beide Kraftwerkstypen sind sehr gut dazu geeignet, volatile Erzeugung zu kompensieren und rasch benötigte Leistungsrampen abzufahren – wenn sie in Betrieb sind.

Zudem ist eine belastbare Mittelfristprognose Ende des Jahres 2022 erforderlich für den weiteren Verlauf des Winters:

- Gasbedarf
- Verfügbarkeit der Kraftwerke im Ausland
- Wettersituation (Temperaturen, Länge des Winters)

Da alle diese Prognosen mit relativ hohen Unsicherheiten versehen sind, wenn Sie z. B. Ende 2022 für das erste Quartal 2023 abgegeben werden, sind auch Entscheidungen, die Ende 2022 für den restlichen Winter zu Beginn des Jahres 2023 getroffen werden, mit hohen Unsicherheiten versehen. Daher ist es wichtig, sich hier so viel Flexibilität bei den Entscheidungen wie möglich zu erhalten.

Der Stresstest betonte naturgemäß vor allem den Aspekt der Versorgungssicherheit, darüber hinaus ist jedoch auch die Bezahlbarkeit ein wichtiges

⁷ „Power-Barges“ sind Kraftwerksschiffe, die beispielsweise mit Öl befeuert werden können. Sie stellen vor allem für den norddeutschen Raum eine Lösungsmöglichkeit dar, da hier ausreichend Schiffs Liegeplätze zur Verfügung stehen.

Kriterium für eine ökonomisch nachhaltige Energieversorgung. Das ifo-Institut errechnete im September 2022⁸, dass eine längere Laufzeit der drei verbliebenen deutschen Atomkraftwerke den Strompreis in Deutschland für 2023 um rund 4 Prozent senken würde. Zudem würde dadurch die Nutzung von Erdgas und Kohle bei der Verstromung zurückgehen, was zu einem geringeren Treibhausgasausstoß beitragen würde.

Bereits vor dem zweiten Stresstest betonte der Sachverständigenrat in einem Gastbeitrag für die Wirtschaftswoche⁹, dass für eine resiliente und diversifizierte Energieversorgung weitere Schritte, wie verlängerte Laufzeiten von Kernkraftwerken oder eine Substitution von Erdgas durch Kohle bei der Verstromung, zügig erfolgen sollten.

Der zweite Stresstest hat zudem Versäumnisse und einen gewissen Über-Optimismus der letzten Jahre offengelegt. So äußerte sich Prof. Dr. Christian Rehtanz (Institutsleiter, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3), Technische Universität Dortmund): „Grundlegend zeigen sich zwei kritische Punkte bei der sehr realistischen und pragmatischen Sonderanalyse. Erstens können die Lasten nicht sicher gedeckt werden, wenn zu schnell Kohle- und Kernkraftwerke aus dem Markt genommen werden, und dieses nicht durch Gaskraftwerke beliebig abgedeckt werden kann. Zweitens zeigt sich die zwingende Notwendigkeit des Netzausbaus, dessen Verzögerung den deutschen und europäischen Energieaustausch behindert, und damit die Versorgungssicherheit einschränkt.“

Aus diesen Versäumnissen gilt es nun, die richtigen Schlüsse zu ziehen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland auf hohem Niveau zu halten: dabei geht es weniger darum, einen Schuldigen zu finden, sondern beim Thema Netzausbau und Zubau gesicherter Leistung voranzukommen. Dabei können Erneuerbare im Zusammenhang mit Stromspeichern wesentliche Beiträge im Bereich der kurzfristigen Versorgungssicherheit leisten. Allerdings führt die deutliche verringerte Nutzbarkeit von Erdgas dazu, sich verstärkt Gedanken um die saisonalen Schwankungen zu machen.

Eine kürzlich veröffentlichte Studie vom ewi¹⁰ beleuchtete die perspektivische Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland und kam zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit bei

Rückbau der Kohlekapazität und gleichzeitig ausbleibenden Neuinvestitionen in gesicherte Leistung im Verlauf dieses Jahrzehnts nicht mehr unbedingt garantiert werden kann. Bei Extremwittersituationen können dabei bereits 2026 Lücken bis zu ca. 1 GW auftreten, bis 2030 sogar 10 GW. Ein beschleunigter Ausbau von Wind und Solar reduziert dies auf etwa 8,5 GW, mittels Speicher können sogar noch kleinere Werte bei dieser Lücke erreicht werden. Ein verlangsamter Anstieg der Elektrifizierung bei Transport und Wärme würde die Versorgungssicherheit ebenso vor geringere Herausforderungen stellen. Das ewi betont die Rolle der Stromimporte: sie trügen zu etwa 30 % zur Deckung der Nachfrage bei. Deutschland profitiert also in erheblichem Maße von der europäischen Solidarität.

Fazit

Die zweite Sonderanalyse der vier deutschen Netzbetreiber betont die Notwendigkeit eines Maßnahmenbündels. Einzelne Maßnahmen werden nicht ausreichen, um in den extremen Szenarien eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Dabei kann auch der Streckbetrieb der Kernkraftwerke eine gewisse Rolle spielen, ist dabei aber auf politische und soziale Akzeptanz angewiesen.

Die Analysen für den Winter 2022/23 – Beobachter gehen sogar davon aus, dass der Winter 2023/24 Deutschland vor ähnliche und sogar größere Herausforderungen stellen wird – haben deutlich gemacht, dass ein Konzept wie „gesicherte Leistung“ wieder verstärkt in den Mittelpunkt energiepolitischer Überlegungen rücken muss.

Kurzfristig spielen hierbei vor allem bestehende konventionelle Kraftwerkskapazitäten, Netze und demand response in der Industrie die entscheidende Rolle. Perspektivisch kann dies ergänzt werden durch die Kombination von ungesicherter Leistung aus Erneuerbaren mit Stromspeichern und Lastfolge. Unabdingbar ist aber auch eine saisonale Speicherung – gerade auch im Hinblick auf die avisierte Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen. Hier können mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke eine zunehmend wichtigere Rolle spielen.

Bei den bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist nicht nur die installierte Leistung relevant, sondern auch die Verfügbarkeit des Brennstoffes. Dabei haben heimische Energieträger wie Braunkohle und quasi-heimische Energieträger wie Kernkraft einen Vorteil im Vergleich zu importierten

⁸ ifo Schnelldienst, 2022, 75, Nr. 09, 20-26, Matthias Mier, Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima

⁹ Wirtschaftswoche, 22. Juni 2022, Was wir in Sachen Energiepolitik von Japan lernen können von Veronika Grimm, Monika Schnitzer und Achim Truger

¹⁰ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH, Dr. Johannes Wagner et al., Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030, 29.9.2022.

Sprunghafter Anstieg der Erdgasnachfrage aufgrund der Kälteperiode in Nordwesteuropa

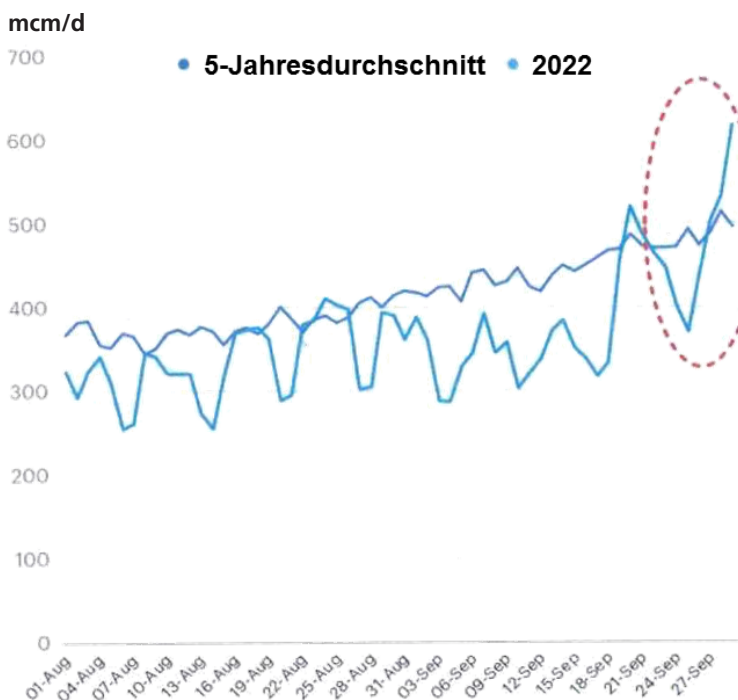


Abb. 6: Die Heizperiode Winter 2022/23 begann in Nordwesteuropa mit einer kleinen Kältewelle.

Anmerkung:
Nordwesteuropa schließt Belgien, Nord-Frankreich, Deutschland, Niederlande und Großbritannien ein.

Quelle: International Energy Agency

Energieträgern wie Erdgas oder Steinkohle. Darüber hinaus ist auch der Betriebszustand der Kraftwerke von Bedeutung: konventionelle Kraftwerke sind hervorragend dazu geeignet, Systemdienstleistungen im Netz zu erbringen – wenn sie sich im Arbeitsmodus befinden. Für einen Kaltstart sind Gasturbinen und Pumpspeicher mit deutlichem Abstand besser geeignet.

Ergänzend sollte erwähnt werden, dass die ersten Anzeichen der kommenden Heizperiode einen nicht zuversichtlich stimmen können. Die IEA zeigte sehr nachdrücklich, dass es in Nordwesteuropa zu einem Nachfragesprung bei Erdgas als Konsequenz einer kleinen Kältewelle kam (Abb. 6). Während in der Zeit davor der Verbrauch des Jahres 2022 unterhalb des 5-Jahres-Durchschnitts blieb, hat sich dies Ende September geändert. Die Wintertemperaturen werden dabei nicht nur einen Einfluss auf die Energierechnung von Industrie und Haushalten haben, sondern auch die Versorgungssicherheit beeinflussen. Die zusätzliche Stromerzeugung in KKW und in Kohlekraftwerken bewirkt zumindest für den kommenden Winter drei positive Effekte:

- Verbesserung der Versorgungssicherheit (Vorbeugung einer Mangellage bei Gas und eines Black-outs bei Strom)
- Dämpfung der Gaspreise und damit auch
- Dämpfung der Strompreise.

Autoren



Prof. Dr. Stefan Ulreich
Professor für Energiewirtschaft, Hochschule Biberach, Deutschland

ulreich@hochschule-bc.de

Prof. Dr. Stefan Ulreich lehrt Energiewirtschaft an der Hochschule Biberach mit den Schwerpunkten Rohstoffhandel, Risikomanagement, Energiepolitik und Digitalisierung. Stefan Ulreich studierte Theoretische Physik an der Ludwig-Maximilians-Universität in München. Seine Karriere startete er bei Dresdner Kleinwort Benson im Investment Banking. Danach arbeitete er für den E.ON-Konzern als Energiehändler und Originator, in der Energiepolitik und in der Energiestrategieabteilung. Stefan Ulreich leitet die Task Force Renewables der European Federation of Energy Traders (EFET) und ist im World Energy Council aktiv.



Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Lehrbeauftragter der RWTH Aachen, Deutschland

HWSchiffer@t-online.de

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer ist Mitglied des Studienausschusses des World Energy Council, London und Gastdozent für Energiewirtschaft an der RWTH Aachen. Dr. Schiffer studierte Wirtschaftswissenschaften an der Universität Köln und an der Pennsylvania State University. Seine berufliche Laufbahn begann er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft der Universität Köln. Anschließend arbeitete er als Beamter im Bundeswirtschaftsministerium, unter anderem beim britischen Energieministerium und im Bundesumweltministerium in Bonn, und anschließend für den RWE-Konzern in Essen. Er ist Autor des im November 2018 bei Springer Vieweg erschienenen Standardwerks Energiemarkt Deutschland.