



Einordnung der Studie „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

29. Juli 2021

Eine sichere Stromversorgung ist ein zentrales Element einer erfolgreichen Energiewende. In jeder Phase dieser grundlegenden Transformation setzt sich das BMWi dafür ein, die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau zu erhalten. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf den gemeinsamen Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung.

Versorgungssicherheit umfasst verschiedene Aspekte. Sie lässt sich unter anderem in die Themen „Angemessenheit der Ressourcen“ und „Netz- und Systemsicherheit“ unterteilen.¹ Die „Netz- und Systemsicherheit“ beschäftigt sich mit dem stabilen Betrieb der Stromnetze. Ein wichtiges Grundprinzip bei Netzplanung und -betrieb stellt die sog. (n-1)-Sicherheit dar; sie ist gegeben, wenn bei dem Ausfall eines beliebig gewählten Betriebsmittels die technischen Größen wie etwa Stromstärke, Spannung oder Frequenz netzweit weiterhin in bestimmten tolerierbaren Bereichen liegen.

Bei der Angemessenheit der Ressourcen („Resource Adequacy“ im Engl.) wird hingegen die Frage nach dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten untersucht. Für das Monitoring und die Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen ist eine komplexe Modellierung der Entwicklung an den Strommärkten in Deutschland und Europa erforderlich. Das BMWi hat daher in 2016 ein Gutachten mit dem Titel „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen

¹ Als weitere Aspekte sind die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern und die Versorgungszuverlässigkeit zu nennen sowie das eng mit der Versorgungssicherheit zusammenhängende Thema der Krisenvorsorge.

Strommärkten von 2017 bis 2019“ ausgeschrieben und vergeben. Auftragnehmer war ein Konsortium bestehend aus den Unternehmen r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI und TEP Energy GmbH.

In dem Gutachten wird die Wirkungsweise der Mechanismen an den Strommärkten bis 2030 und darüber hinaus nachgebildet. Ausgehend von der Nachfrage ergeben sich Investitionen und Stilllegungen anhand von Wirtschaftlichkeitsanalysen als Modellergebnis. Dabei werden auch Unsicherheiten in der künftigen Entwicklung verschiedener Einflussfaktoren berücksichtigt wie der Nachfrage nach Strom, den Brennstoff- und CO₂-Preisen, aber auch der Wetterjahre² oder Kraftwerksausfälle; diese Aspekte berücksichtigen Kraftwerksbetreiber üblicherweise in ihrem ökonomischen Kalkül. Als Ergebnis resultiert die installierte Leistung je Kraftwerkstyp in Deutschland und 14 weiteren Ländern³ für vier Betrachtungsjahre (2021, 2023, 2025, 2030).

Die gesamte Modellierung der Studie erfolgt nach dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Forschung. Die Methode erfüllt die wesentlichen Anforderungen der sog. EU-Strommarktverordnung (EU-VO 2019/943) aus dem Jahr 2019. Darin werden bestimmte Vorgaben für eine qualitativ hochwertige und aussagekräftige Vorgehensweise definiert. Dennoch stellt jede Modellierung eine idealisierte und vereinfachte Abbildung realer Prozesse dar.

Die dem Bericht zugrunde liegenden Annahmen sowie methodische Aspekte wurden 2020 mit Vertretern der 16 zuständigen Landesministerien, der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber, des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, des Verbandes kommunaler Unternehmen, des Deutschen Industrie- und Handelskammertages und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft ausführlich in mehreren Terminen und schriftlicher Form konsultiert.

Für die quantitative Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen haben die Gutachter die sog. Lastausgleichswahrscheinlichkeit als am besten geeigneten Indikator identifiziert. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage mit dem vorhandenen Angebot in einem bestimmten Jahr gedeckt werden kann. Im Gutachten wird ein kosteneffizientes Niveau dieser Größe (Zuverlässigkeitsstandard, im Engl. „reliability standard“) für Deutschland von 99,94 Prozent hergeleitet. Es beschreibt den Gleichgewichtszustand von Kosten für die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungskapazitäten und dem Nutzen für die Verbraucher. Im Ergebnis bedeutet dies, dass es kosteneffizient ist, wenn die Nachfrage in 99,94 Prozent der Stunden eines Jahres vollständig gedeckt werden kann.

Die Gutachter kommen in ihrer Modellierung zu dem zentralen Ergebnis, dass das kosteneffiziente Niveau der Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland in allen untersuchten Szenarien bis

² Als Datengrundlage wurden die historischen Wetterjahre 2009 bis 2013 sowie 2017 verwendet.

³ Diese Länder umfassen die geografischen Nachbarn sowie Schweden, Norwegen, Finnland, Großbritannien und Italien.

2030 eingehalten wird. In Deutschland vorhandene Reservekraftwerke⁴ werden in den Analysen nicht berücksichtigt, können also gegebenenfalls zusätzlich zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden.

Neben der während der Erstellung des Berichtes wahrscheinlichen Entwicklung wurden zusätzlich drei Sensitivitäten untersucht:

1. „hypothetische Energy-Only-Märkte“ in allen Ländern,
2. verstärkte Sektorkopplung⁵ in Folge eines ambitionierteren Klimaschutzes mit moderater Steigerung des CO₂-Preises und des Stromverbrauchs,
3. verstärkte Sektorkopplung in Folge eines ambitionierteren Klimaschutzes mit höherer Steigerung des CO₂-Preises und des Stromverbrauchs.

Die Sensitivitäten dienen vor allem dazu, von dieser Referenzentwicklung abweichende mögliche Szenarien zu analysieren und über unterschiedliche Entwicklungspfade robuste Ergebnisse zu erhalten. Auch in den alternativen Szenarien liegt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit deutlich oberhalb des kosteneffizienten Niveaus von 99,94 Prozent.

Im Szenario „hypothetische Energy-Only-Märkte“ gehen die Gutachter der Frage auf den Grund, ob und wie die sichere Versorgung auch ohne zusätzliche Subventionen für steuerbare Erzeugung in allen betrachteten Ländern möglich wäre. Wegen seiner bereits länger diskutierten Verschärfung und seiner hohen Bedeutung wurden einem ambitionierteren Klimaschutz zwei Sensitivitäten gewidmet. In beiden Fällen wird unter anderem der künftige Stromverbrauch und die Entwicklung des CO₂-Preises variiert.

Der prognostizierte Bruttostromverbrauch 2030 liegt in den o.g. Sensitivitäten 2 und 3 bei 615 Terawattstunden (TWh) bzw. 630 TWh und damit über dem prognostizierten Stromverbrauch, den Gutachten des Öko-Instituts (567 TWh) und von Prognos (591 TWh) aus dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung abgeleitet hatten. Unter der damaligen Bedingung eines nationalen Klimaziels 2030 von minus 55 Prozent waren diese Angaben plausibel. Die Erhöhung unserer Klimaziele hat jedoch direkte Auswirkungen auf den Strombedarf bis 2030. Das Bundeswirtschaftsministerium hat daher mit der Verabschiedung des neuen Klimaschutzgesetzes in Bundestag und Bundesrat eine Neuberechnung des Stromverbrauchs 2030 beauftragt. Eine ausführliche Analyse wird Prognos im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums im Herbst 2021 vorlegen. Erste Abschätzungen von Prognos liegen bereits vor und kommen auf einen Stromverbrauch 2030 zwischen 645 und 665 TWh; der Mittelwert der Prognose liegt bei 655 TWh und damit nur geringfügig über dem Höchstwert des Gutachtens.

⁴ Bspw. Kapazitätsreserve, Netzreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel

⁵ Sektorkopplung bezeichnet die Nutzung von Strom in anderen Bereichen wie Wärme oder Verkehr.

Die tatsächliche Entwicklung des Stromverbrauchs hängt entscheidend auch von der rechtlichen Umsetzung des „Green Deal“ auf europäischer Ebene ab. Hierzu stehen die Entscheidungen noch aus.

Durch das regelmäßige Monitoring der Versorgungssicherheit ist sichergestellt, dass jegliche Veränderungen der Rahmenbedingungen, also auch die noch zu treffenden Entscheidungen zum Green Deal, zeitnah berücksichtigt werden können.

Unter anderem folgende weitere Ergebnisse zeigt die Studie von r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy:

- Das deutsche und europäische Stromversorgungssystem weisen aktuell weiterhin Überkapazitäten⁶ auf.
- Es wird angenommen, dass ggü. dem Jahr 2020 KWK-Anlagen im Umfang von ca. 15 GW über zusätzliche Anreize des KWK-G bis 2030 in Deutschland zugebaut werden. Darüber hinaus gibt es keinen weiteren (rein marktgetriebenen) Zubau an Gaskraftwerken in Deutschland. Im Modell werden zusätzlich bis zu rund 2,5 GW an Flexibilitätsoptionen (DSM und/oder Notstromanlagen) für die Strommärkte erschlossen.
- Im EU-Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken. Wenn jedes Land für sich alleine seine Residuallast decken müsste, müssten entsprechend mehr konventionelle Kraftwerke oder Flexibilitätsoptionen zusätzlich errichtet bzw. erschlossen werden.
- Um die Angemessenheit der Ressourcen aufrechtzuerhalten, erfolgen in der Spitze notwendige Importe von bis zu 14 GW 2030 (Basisszenario) und 24 GW 2030 (Sensitivität „ambitioniertere verstärkte Sektorkopplung“). Die maximal nötigen Importe bleiben dabei deutlich unter den technisch möglichen Importkapazitäten von knapp 35 GW (2030).
- Nichtsdestoweniger wachsen die wechselseitigen Interdependenzen im Strombinnenmarkt an. Notwendige Importe treten in allen betrachteten Ländern auf, d. h. es findet wechselseitige Aushilfe statt, deren Bedarf in den meisten Ländern im Zeitverlauf zunimmt.
- Die aktuelle Studie⁷ von ENTSO-E, dem europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber, zum gleichen Thema weist bis 2030 höhere steuerbare Ressourcen in Europa (d. h. Kapazitäten von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen) auf. Im Vergleich zu den Prognosen der ÜNB stellen die Szenarien im Gutachten des BMWi damit eine konservative Entwicklung des europäischen Stromsystems dar.

⁶ Unter Überkapazitäten werden in diesem Bericht Kapazitäten verstanden, die mit gewissem zeitlichem Vorlauf stillgelegt werden können, ohne dass *ceteris paribus* die Angemessenheit der Ressourcen im Sinne des identifizierten Standards (Schwellenwert) gefährdet wird.

⁷ ENTSO-E (2020), Mid-Term Adequacy Forecast

Das Gutachten sieht dennoch einen gewissen Handlungsbedarf: Die grenzüberschreitende Koordination bei länderübergreifend zeitgleichem Auftreten von Knappheit sollte verbessert werden. Gemeinsames Auftreten von Knappheit beschreibt einen Zustand, in dem wider Erwarten mehrere Länder gleichzeitig die Stromnachfrage für kurze Zeit nicht decken können. Konkret sollten die dem Day-Ahead-Markt⁸ nachgelagerten Prozesse teilweise klarer geregelt werden.

Der Bericht ist keine abschließende Analyse, sondern das Monitoring ist – wie es die fortlaufende und sehr dynamische Transformation des europäischen Stromsystems auch erfordert – wiederkehrend angelegt. Die Methoden des Monitorings werden dabei fortlaufend überarbeitet und mit relevanten Akteuren diskutiert. Dadurch werden auch potentiell neue Herausforderungen für die sichere Versorgung mit Elektrizität frühzeitig erfasst. Auf dieser Grundlage kann eine rechtzeitige Prüfung und Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgen.

Es ist das letzte Gutachten zur Angemessenheit der Ressourcen, welches das BMWi veröffentlicht; die BNetzA hat seit Anfang 2021 das Monitoring der Versorgungssicherheit übernommen. Den nächsten Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit, der auch, aber nicht nur die Angemessenheit der Ressourcen umfasst, wird die Bundesnetzagentur bis Ende Oktober 2021 veröffentlichen.

Die BNetzA setzt sich in ihrem Bericht auch mit der sogenannten „Angemessenheit der Übertragung“ („Transmission Adequacy“ im Engl.) auseinander; hierbei geht es um die Frage, ob das Marktergebnis im europäischen Binnenmarkt auch jederzeit innerhalb Deutschlands transportiert werden kann bzw. welche Zusatzmaßnahmen hierfür eventuell erforderlich sein werden.⁹ Die Analyse zur „Angemessenheit der Übertragung“ baut auf den Analysen zur „Angemessenheit der Ressourcen“ auf und ergänzt sie im Sinne einer Weiterentwicklung des Monitorings.

Das BMWi nimmt bei der Bewertung der Versorgungssicherheit auch die europäische Dimension in den Blick. Es setzt sich – auch zusammen mit den Ländern des sog. Pentalateralen Energieforums (Österreich, Belgien, Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Niederlande) – nachdrücklich dafür ein, dass das Monitoring der gemeinsamen Strommärkte und der Angemessenheit der Ressourcen in der EU weiter verbessert wird. Dazu gehört die inhaltliche Ausgestaltung und Verbesserung des methodischen Rahmens sowie ein Dialog dazu, in welchem Umfang die Mitgliedsstaaten der EU gemeinsamen die Versorgungssicherheit stärken können. Um diesen Prozess besser unterstützen zu

⁸ Der Day-Ahead-Markt für Strom umfasst den Handel mit Strom einen Tag vor tatsächlicher Lieferung/Nutzung. Genauer bezeichnet er den vortägigen Handel bis 15h. Im Anschluss folgt der sog. Intradayhandel.

⁹ Bisher treten die höchsten Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen in Zeiten auf, wenn sehr hohe Stromverbräuche und eine hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammentreffen. Derartige Konstellationen bestimmen den maximal nötigen Redispatch und damit die Dimensionierung der Netzreserve. Künftig ist es denkbar, dass auch verstärkt Situationen mit sehr hohem Stromverbrauch und einer niedrigen Einspeisung aus Windkraftanlagen, d.h. Zeiten, in denen Deutschland typischerweise Strom importieren wird, zu hohen Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen führen wird.

können, hat das BMWi im Rahmen des Pentalateralen Forums kürzlich ein entsprechendes wissenschaftliches Gutachten initiiert und vergeben.

Ein Vergleich des Gutachtens im Auftrag des BMWi mit der aktuellen Studie¹⁰ zu „Resource Adequacy“ von ENTSO-E zeigt sehr ähnliche Ergebnisse hinsichtlich der Bewertung der Versorgungssicherheit. Auch ENTSO-E sieht für Deutschland die Angemessenheit der Ressourcen im untersuchten Zeitraum bis 2030 als weiterhin gegeben an.

¹⁰ ENTSO-E (2020), Mid-Term Adequacy Forecast