

Berlin, 30. September 2021

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Fakten und Argumente

Versorgungssicherheit Strom

Grundlagen und Methodik zur Bewertung der
Versorgungssicherheit Strom und politische
Handlungsempfehlungen

Version: 30.09.2021

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Bewertungskriterien für die Versorgungssicherheit Strom	3
	2.1 Jahreshöchstlast und höchste Residuallast	3
	2.2 Flexibilität der Stromnachfrage	5
3	Versorgungssicherheit und Stromnetze	11
4	Versorgungssicherheit und Energieeffizienz	12
5	Probabilistisches Verfahren im Rahmen einer europäischen Strommarktmodellierung.....	13
6	Grenzen des probabilistischen Verfahrens im derzeitigen Versorgungssicherheitsmonitoring und weitere Aspekte	14
7	Versorgungssicherheitsmonitoring im Vergleich zu anderen Studien	16
8	Zu- und Rückbau von gesicherter Leistung und Reserven	17
9	Politische Handlungsempfehlungen zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit	22
10	Kernbotschaften	22

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Jahreshöchstlast und höchste Residuallast.....	5
Abbildung 2: Inflexibler und flexibler Stromverbrauch	7
Abbildung 3: Jahreshöchstlast und Nachfrageflexibilität	9
Abbildung 4: Zukünftige höchste Residuallast und Jahreshöchstlast	10
Tabelle 1: Rückbau aus dem Markt	18
Tabelle 2: Aktuelle Kraftwerksprojekte im Bau, in Planung oder angekündigt.....	19
Tabelle 3: Aktueller Stand Reservekraftwerke	20

1 Einleitung

Mit dem Abschluss des Kernenergieausstiegs 2022, einem deutlichen Rückgang der Kohlekapazitäten in der ersten Hälfte der 2020er-Jahre und der Transformation hin zu einem von dargebotsabhängig einspeisenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem kommt dem Thema Versorgungssicherheit im Strombereich eine zunehmende Bedeutung zu. In einem zukünftigen Stromsystem wird die Versorgungssicherheit nicht mehr allein durch die Kenngrößen Jahreshöchstlast und gesicherte Leistung – wie in der Vergangenheit üblich – bewertet. Mit den Erneuerbaren Energien im Zentrum der Energieversorgung bestimmt die Residuallast maßgeblich das Volumen an notwendiger steuerbarer gesicherter Leistung. Zum einen wird der Residuallast, also jene zu deckende Last, die nach Abzug dargebotsabhängig einspeisender Erneuerbarer Energien verbleibt und durch steuerbare gesicherte Leistung erbracht werden muss, eine weitaus höhere Bedeutung als der Jahreshöchstlast zukommen. Zum anderen wird die Stromnachfrage zunehmend flexibilisiert und bietet im Gegensatz zu früher zusätzliches Potenzial, um Stromangebot und Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten. Und letztlich erweitert die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte die Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Ausgleich von Strom in Knappheits- oder Überschussituationen. Damit einher geht aber auch ein gesteigener Komplexitätsgrad für die Bewertung und perspektivische Einschätzung der Versorgungssicherheit im Strombereich. Im vorliegenden Papier werden die Grundzüge der Bewertung der Versorgungssicherheit sowie die angewandten Verfahren und Bewertungskriterien erklärt, diese zu Kernbotschaften verdichtet und abschließend politische Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Bewertungskriterien für die Versorgungssicherheit Strom

2.1 Jahreshöchstlast und höchste Residuallast

Versorgungssicherheit betrifft verschiedene energiewirtschaftliche Sachverhalte. Dieser kann sich auf einzelne Energieträger beziehen, also beispielsweise die Versorgungssicherheit mit Strom, mit Gas oder mit Wärme. Er kann aber auch insgesamt die Versorgungssicherheit eines Landes mit Energie beschreiben und die Bewertung der Verfügbarkeit von Transportwegen, Lieferrestriktionen oder geopolitische Risiken beinhalten. Im Folgenden wird nur die Versorgungssicherheit Strom betrachtet.

Das vorliegende Papier fokussiert dabei auf die Angemessenheit der Ressourcen (aus dem Englischen: ‚resource adequacy‘) als einen Aspekt der Versorgungssicherheit Strom. Der zweite unabdingbare und ebenso wichtige Aspekt der Versorgungssicherheit Strom ist die Netz- und Systemsicherheit, also der stabile und sichere Betrieb der Stromnetze. Dieser Aspekt bedarf aber einer eigenen ausführlichen Betrachtung und wird daher im vorliegenden

Papier nicht weiter vertieft. Wenn im Folgenden von Versorgungssicherheit gesprochen wird, ist in der Regel die Angemessenheit der Ressourcen gemeint.

Angemessenheit der Ressourcen als Aspekt der Versorgungssicherheit Strom: Unter Angemessenheit der Ressourcen wird die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt verstanden. (Definition des BMWi im Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten).

Bis **vor wenigen Jahren** erfolgte die Prüfung der Versorgungssicherheit auf Basis einer **statischen Leistungsbilanz**, die in der Vergangenheit in der Regel von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt wurde. Dabei wurde für Deutschland die **absolute Jahreshöchstlast** (Zeitpunkt, an dem die Stromnachfrage am größten ist) ermittelt und der maximalen Anzahl an gesicherter Erzeugungskapazität im Inland (Kohle, Gas, Kernenergie, sonstige Gase, Biomasse, Speicherwasser, Leistungskredit dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien) unter Berücksichtigung gewisser Ausfallwahrscheinlichkeiten gegenübergestellt. Den dargebotsabhängig einspeisenden Erneuerbaren Energien wurde per Definition nur eine sehr geringe sichere Verfügbarkeit als Beitrag (Leistungskredit) zur gesicherten Leistung zugeschrieben. Diese betrug für Windenergie für den Fall einer starken Flaute 1 % der installierten Leistung, für Solarenergie lag diese bei 0 %, da in den Nachtstunden oder Abendstunden im Winter keine Sonne scheint. Solange für Höchstlastsituationen keine Unterdeckung sichtbar wurde, galt die Versorgungssicherheit als gewährleistet.

Jahreshöchstlast: Zeitpunkt der höchsten Stromnachfrage in einem Kalenderjahr bzw. dem höchsten Leistungsbezug durch alle Verbraucher. In Deutschland tritt die Jahreshöchstlast derzeit statistisch evaluiert im Winter am frühen Abend auf.

Heute ist die Beurteilung der Versorgungssicherheitssituation deutlich vielschichtiger geworden und es werden deutlich aufwändigere und komplexere Modellierungen zur Bewertung der Versorgungssicherheit angewandt. Statt der absoluten Jahreshöchstlast **ist dabei der Zeitpunkt der höchsten Residuallast weitaus entscheidender**. Die Residuallast ist jener Teil der Last, der nicht durch dargebotsabhängig einspeisende Erneuerbare Energien gedeckt wird und durch steuerbare gesicherte Leistung bereitgestellt werden muss.

Zeitpunkt der höchsten Residuallast: Zeitpunkt, an dem die höchste Leistung an steuerbarer gesicherter Leistung erforderlich ist. Dies sind in der Regel Situationen mit sehr geringen Einspeisungen aus Wind und Sonne bei einer gleichzeitig hohen inflexiblen Stromnachfrage.

Mit zunehmenden dargebotsabhängig einspeisenden Erzeugungskapazitäten lässt sich die Residuallast schwieriger vorhersagen. Diese wird bei geringen dargebotsabhängigen Einspeisungen sehr hoch und bei hohen Einspeisungen fällt sie entsprechend stark ab oder kann auch Null werden, wenn dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen mehr Strom einspeisen als gerade nachgefragt wird.

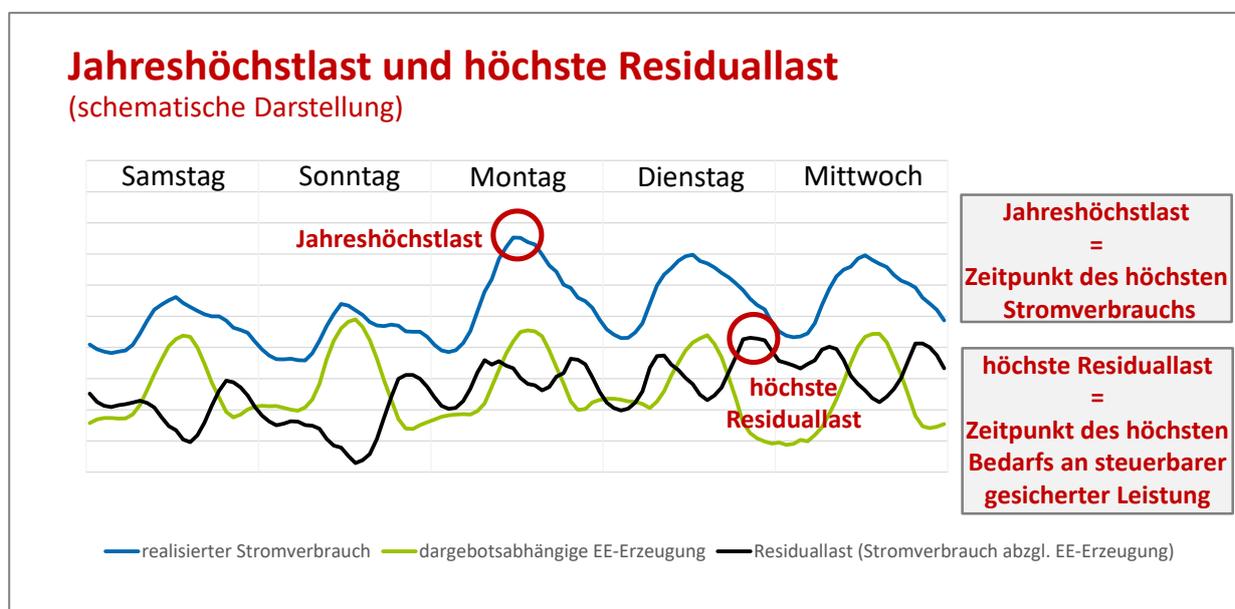


Abbildung 1: Jahreshöchstlast und höchste Residuallast

2.2 Flexibilität der Stromnachfrage

In der Vergangenheit war die Stromnachfrage bzw. der von den Verbrauchern abgerufene Bedarf überwiegend starr. Die Möglichkeiten zur Reduzierung der Last in Form von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen war relativ beschränkt, d. h. die Stromnachfrage war überwiegend inflexibel. Dementsprechend war die Versorgungssicherheit maßgeblich durch die Verfügbarkeit von steuerbarer gesicherter Erzeugungsleistung bestimmt, um die überwiegend inflexible Nachfrage zu jedem Zeitpunkt bedienen zu können.

Inflexible Stromnachfrage: Jener Teil der Stromnachfrage, der nicht durch Zu- oder Abschaltungen bzw. Verbrauchserhöhung oder -absenkung oder zeitliche Lastverschiebung gesteuert werden kann und somit zwingend bedient werden muss.

In einem Stromversorgungssystem mit zunehmender dargebotsabhängiger Einspeisung auf der Erzeugungsseite kommt der Flexibilisierung der Nachfrage eine zunehmende Bedeutung zu. Durch steigende Möglichkeiten der Marktteilnehmer und Verbraucher ihre Stromnachfrage für einen gewissen Zeitraum flexibel zu senken oder zu erhöhen und damit den Bedarf zeitlich zu verschieben, entsteht eine zweite Größe, um Stromangebot und Stromnachfrage auszugleichen. Zudem werden durch eine gesteuerte Absenkung der Stromnachfrage – sei es über marktliche Prozesse oder anweisungsbasiert – die Residuallast und damit der Bedarf an gesicherter Leistung temporär gesenkt. Damit wird die **maximale inflexible Stromnachfrage** in einem Stromsystem zu einer wichtigen Kenngröße zur Bewertung der Versorgungssicherheit. Ihre Höhe wird auch durch das verfügbare Potenzial an Flexibilität auf der Nachfrageseite zur Absenkung des Strombedarfs bestimmt. Je flexibler die Stromnachfrage reagieren kann, umso geringer ist die maximale inflexible Stromnachfrage.

Negative Flexibilitäten zur Absenkung des Strombedarfs in Knappheitssituationen bzw. Demand-Side-Management-Maßnahmen können z. B. abschaltbare Lasten in der Industrie oder unterbrechbare bzw. im Leistungsbezug absenkbar Verbrauchseinrichtungen wie elektrische Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur für E-Mobilität sein.

Negative Nachfrageflexibilität: Stromanwendungen, die im Knappheitsfall durch marktliche Preissignale oder auf explizite Anweisung in ihrem Leistungsbezug abgesenkt oder ganz abgeschaltet werden können, um den Strombedarf zu reduzieren. Dies können steuerbare Lasten in der Industrie, im Gewerbe, in privaten Haushalten, im Wärmebereich oder im Mobilitätsbereich sein. Dabei ist zu beachten, dass der Bedarf in der Regel weiterbesteht und lediglich zeitlich verschoben wird, wodurch Nachholeffekte entstehen können.

Aber auch **positive Nachfrageflexibilitäten** – also die bewusste Erhöhung der Stromnachfrage – spielen im zukünftigen Stromversorgungssystem eine große Rolle. In Zeiten hoher Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien entsteht ein Überangebot an Strom, das nicht nur für den Erhalt der Systemstabilität adressiert werden muss, sondern dessen Verwendung auch klimapolitisch geboten ist, sofern es nutzbringend erfolgen kann. Positive Flexibilitäten bzw. Demand-Side-Management-Maßnahmen können zuschaltbare Lasten in der Industrie, im

Gewerbe, in der Energiewirtschaft, privaten Haushalten, im Wärmebereich oder im Mobilitätsbereich sein. Dazu gehören beispielsweise verschiedene industrielle Stromanwendungen, Wärmespeicher oder Elektrokessel, Elektrolyseure oder Anwendungen zur Herstellung von PtG/PtL, die Einspeicherung in Stromspeicher oder die Ladeinfrastruktur für E-Mobilität.

Positive Nachfrageflexibilität: Stromanwendungen, die bei hohem Stromangebot durch marktliche Preissignale oder regulatorische Instrumente ihren Leistungsbezug zuschalten oder erhöhen können, um das Stromangebot zu nutzen. Dies können zuschaltbare Lasten in der Industrie, im Gewerbe, in der Energiewirtschaft, in privaten Haushalten, im Wärmebereich oder im Mobilitätsbereich sein.

Sowohl positive als auch negative Flexibilitäten müssen aber jeweils individuell betrachtet und bewertet werden, da sie sich sowohl bezüglich des Leistungsumfangs der Lasterhöhung oder -reduktion als auch in ihrer zeitlichen Verfügbarkeit deutlich unterscheiden können.

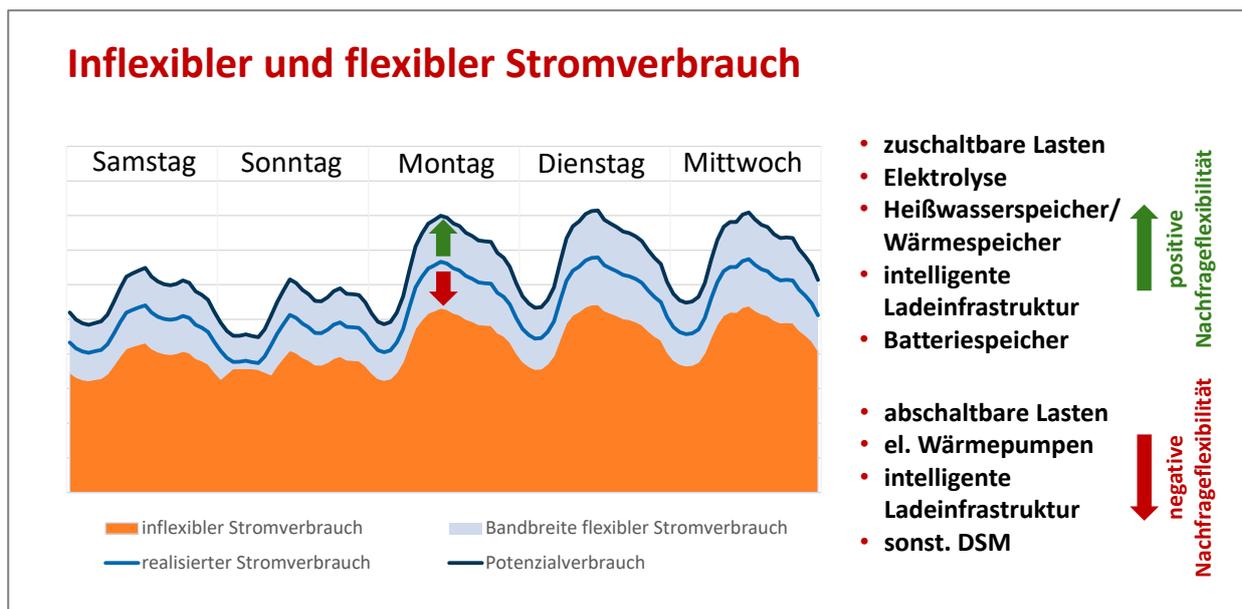


Abbildung 2: Inflexibler und flexibler Stromverbrauch

Da die Angemessenheit der Ressourcen sich an der Sicherung des ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im Strommarkt orientiert (siehe Definition S. 4), muss auch im Hinblick auf Flexibilitäten zwischen marktdienlichen sowie netz- und systemdienlichen

Flexibilitäten unterschieden werden. Marktdienlich bedeutet, dass die Flexibilität im Markt gehandelt wird, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Dies erfolgt im Day-Ahead- oder Intradaymarkt. Systemdienliche Flexibilitäten werden für die Frequenzhaltung nach Schließung des Intradaymarkts genutzt, im Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt angeboten und von den Übertragungsnetzbetreibern nachgefragt. Netzdienliche Flexibilitäten dienen u. a. der Vermeidung bzw. Auflösung von Netzengpässen, der Spannungshaltung oder werden für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt. Zeitlich gesehen erfolgt ihr Einsatz ebenfalls nach der Marktschließung.

Dementsprechend sind für den Aspekt der Angemessenheit der Ressourcen im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit die marktliche Flexibilitäten, also Zu- und Abschaltungen von Verbrauchern infolge von entsprechenden Preissignalen im Strommarkt, maßgeblich. Für den Aspekt der Netz- und Systemsicherheit sind die netz- und systemdienlichen Flexibilitäten relevant, deren Einsatz außerhalb des Strommarkts bestimmt wird.

Die **Ausspeicherung aus Stromspeichern** ist eine angebotsseitige Flexibilität, d. h. es kann in Knappheitssituationen vorübergehend flexibel Strom bzw. Leistung bereitgestellt werden. Damit kommt Stromspeichern eine besondere Ausgleichsfunktion zu, da sie sowohl nachfrageseitige positive Flexibilität als auch angebotsseitige Flexibilität liefern. Dies kann marktlich in Reaktion auf Preissignale erfolgen, z. B. im Intraday-Handel, aber auch netzdienlich, z. B. als Regelenergie. Dabei ist allerdings zwingend zu berücksichtigen, dass Stromspeicher je nach Speichervolumen in ihrer zeitlichen Verfügbarkeit beschränkt sind. Sie können nur für eine gewisse Dauer einspeichern, bis der Speicher gefüllt ist und auch die Dauer der Ausspeicherung ist durch das Speichervolumen begrenzt. Sie stellen damit nicht nur eine positive und negative Flexibilität zur Verfügung, sondern bieten das Potenzial zur zeitlichen Verschiebung von Stromangebot oder Stromnachfrage, also intertemporale Flexibilität. Hinzu kommt, dass Stromspeicher je nach Einsatzart, ihrer Fahrweise oder je nach dem in welchem Marktsegment sie agieren unterschiedliche Ein- und Ausspeiseverläufe aufzeigen. So wird ein Batteriespeicher in einem privaten Haushalt in Kombination mit einer PV-Dachanlage anders ein- und ausspeichern als ein in ein umfassendes Energiemanagementsystem eines Industriebetriebs oder Wohnquartiers integrierter Batteriespeicher oder ein Speicher, der im Regelenergiemarkt aktiv ist. Positive Systemeffekte stellen sich damit nur dann ein, wenn Fahrweise und Systembedarf übereinstimmen. Ist das nicht sichergestellt, können Stromspeicher Knappheitssituationen sogar verstärken.

Perspektivisch gehen der BDEW und auch zahlreiche aktuelle Gutachten im Zuge der Energiewende von einem teilweise deutlich ansteigenden Jahresstrombedarf aus. Dabei ist wichtig, dass ein steigender Jahresstrombedarf nicht zwangsläufig einen Aufwuchs an steuerbarer gesicherter Leistung erfordert. **Zusätzliche Jahresstrombedarfe** entstehen im Wesentlichen durch **flexible Sektorkopplungstechnologien** (neue, flexible Verbraucher), die aufgrund ihrer

Flexibilität – wie oben beschrieben – in Knappheitssituationen ihren Lastbedarf absenken oder gänzlich vermeiden. Daher haben diese wenig Einfluss auf die höchste Residuallast.

Würde ein durch Sektorkopplungstechnologien steigender Jahresstrombedarf hingegen von inflexiblen Verbrauchern wie beispielsweise unflexiblen Wärmepumpen oder nicht steuerbarer Ladeinfrastruktur verursacht, dann erhöht sich simultan dazu auch der Bedarf an Residualkraftwerken. **Daher ist es erforderlich, das Flexibilisierungspotenzial zusätzlicher Stromverbraucher im Zuge der Sektorkopplung maximal auszuschöpfen.**

Die Flexibilisierung der Stromnachfrage führt dazu, dass zukünftig eher das Stromangebot den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bestimmt und diese eher zu Zeitpunkten mit hoher dargebotsabhängiger EE-Einspeisung auftritt, da das erhöhte EE-Stromangebot von neuen flexiblen Verbrauchern abgerufen und somit die nachfrageseitige Last im System erhöht wird. Damit gehen Höchstlastphasen nicht mehr zwingend mit angebotsseitigen Knappheitssituationen einher, sondern sind eher von Überschusssituationen geprägt. **Damit stellt auch die absolute Jahreshöchstlast in Zukunft eher keine erzeugungsseitige Knappheitssituation mehr dar und tritt vermutlich an wind- und sonnenreichen Tagen auf.**

In einem zunehmend von dargebotsabhängiger EE-Erzeugung geprägten Energiesystem der Zukunft (post-2030) führt dies dazu, dass die flexible Nachfrage in Zeiten hoher EE-Einspeisungen marktlich oder durch regulatorische Eingriffe ausgeweitet wird und die absolute Jahreshöchstlast von heute ca. 80 GW auf möglicherweise 100 GW und mehr ansteigen wird.

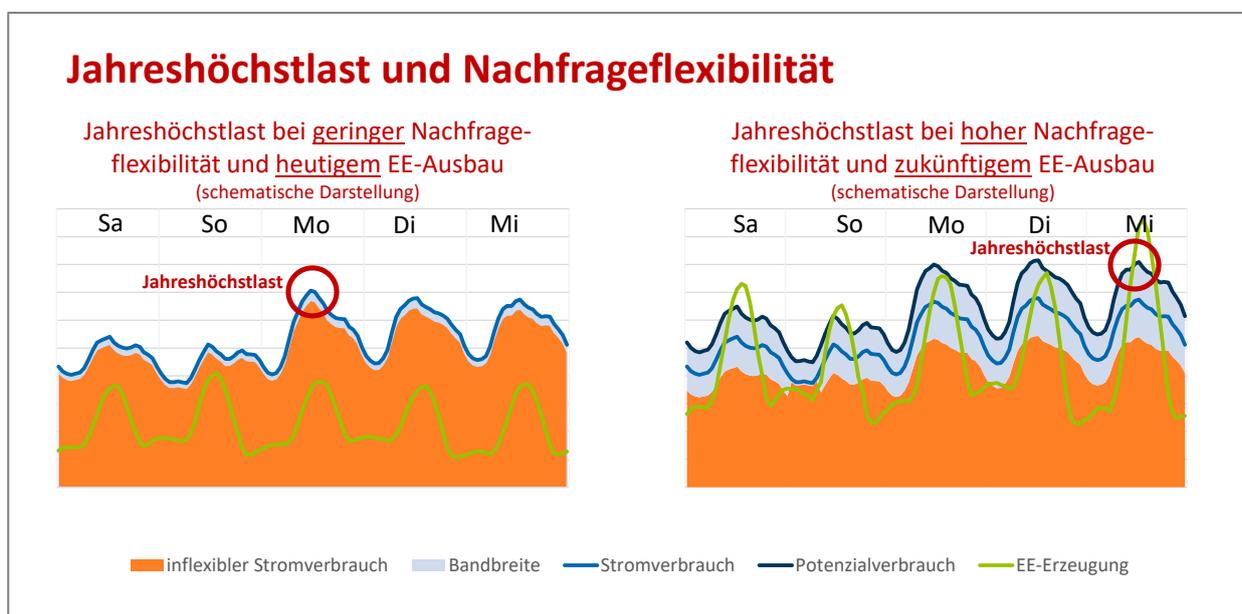


Abbildung 3: Jahreshöchstlast und Nachfrageflexibilität

Die **höchste Residuallast** dagegen ist ein Zeitpunkt, an dem der verbleibende Sockel der inflexiblen Strom-Nachfrage auf eine geringe EE-Erzeugung trifft, z.B. an kalten windschwachen Winterabenden, und damit zukünftige Knappheitssituationen bestimmt.

Diese **höchste Residuallast** kann durch unterschiedliche Technologien gedeckt werden. Neben gesicherter Stromerzeugungskapazität (steuerbare Leistung auf der Basis von Erdgas, klimaneutralen Gasen, Biomasse, Abfall, Speicherwasser etc.) kann dies auch vorübergehend durch die Ausspeicherung aus Stromspeichern (Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, einspeisefähige Fahrzeugbatterien etc.) oder durch Stromimporte gedeckt werden. Gesicherte Stromerzeugungskapazität und Stromimporte stehen über einen längeren Zeitraum zur Verfügung (z.B. in der kalten Dunkelflaute), während die Ausspeicherung in der Regel zeitlich befristet ist (z.B. für untertägige bzw. kurzfristige Unterdeckungen) und im Nachgang auch wieder eine Phase der Einspeicherung erforderlich wird. Ein zusätzlicher Zubaubedarf an steuerbarer gesicherter Erzeugungskapazität oder einspeisefähigen Stromspeichern entsteht in erster Linie, wenn die inflexible Strom-Nachfrage ansteigt, z.B. durch nicht steuerbare (oder notwendigerweise laufende) Wärmepumpen, nicht steuerbare Ladeinfrastruktur, etc.

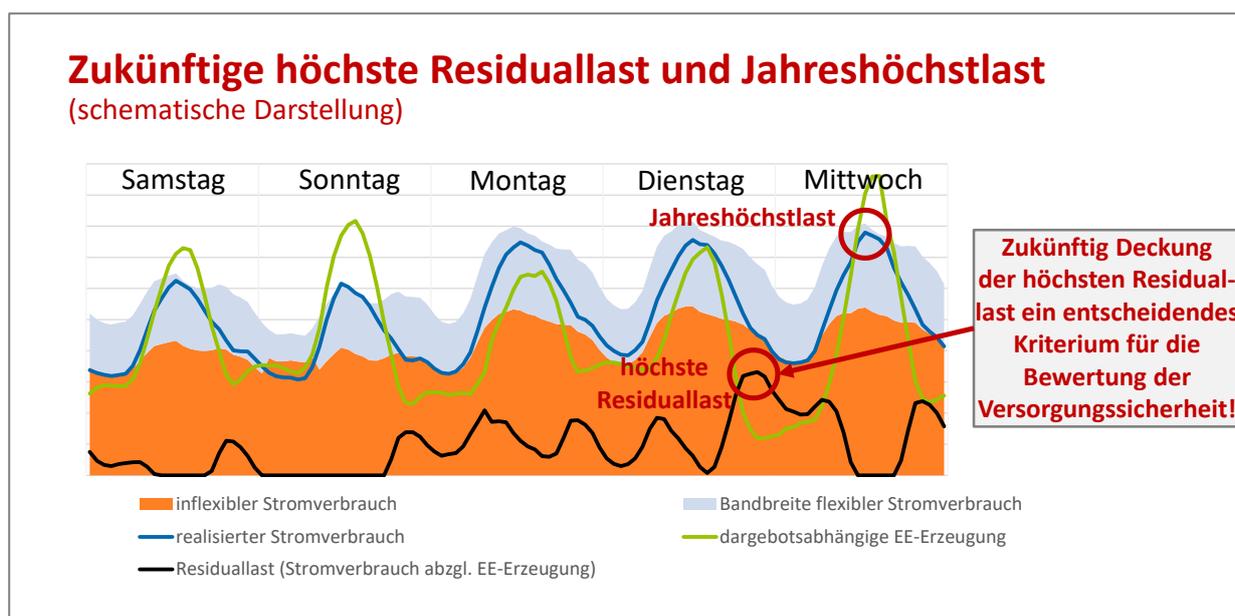


Abbildung 4: Zukünftige höchste Residuallast und Jahreshöchstlast

Damit ist für die Versorgungssicherheit maßgeblich, ob hinreichend steuerbare gesicherte Kapazitäten zur Verfügung stehen, um zu jedem Zeitpunkt die verbleibende Residuallast abzudecken, wobei in Knappheitssituationen die Residuallast hauptsächlich durch die

inflexible Stromnachfrage und das Angebot an dargebotsabhängiger EE-Erzeugung bestimmt wird.

Das Stromangebot wird maßgeblich durch die Witterungsbedingungen, also die Verfügbarkeit von Wind und Sonne bestimmt. Außerdem kann die Stromnachfrage in Deutschland grundsätzlich **auch durch Stromerzeugung im Ausland** gedeckt werden, denn Deutschland ist Teil des europäischen Strombinnenmarktes, der weder energiewirtschaftlich noch rechtlich eine rein nationale Betrachtung der Versorgungssicherheit zulässt.

Diese Einbettung führt auch dazu, dass es in Bezug auf die EE-Erzeugung europaweite Ausgleichseffekte gibt, also die EE-Erzeugung z.B. zeitlich versetzt auf Wetterphänomene reagiert und sich die Länder dadurch gegenseitig unterstützen können. Umgekehrt kann es aber auch gleichgerichtete Wetterphänomene geben, z. B. großflächige Hochdrucklagen im Winter in ganz Mittel- und Zentraleuropa mit wenig Sonnenschein und Wind sowie niedrigen Temperaturen.

Es wird deutlich, dass es nicht mehr ausreicht, sich absolute Zahlen zu einem bestimmten Zeitpunkt und räumlich abgegrenzt anzuschauen, sondern dass eine Vielzahl von Faktoren in unterschiedlicher Kombination zu einer Vielzahl von Zeitpunkten und mit einer ausreichenden räumlichen Abgrenzung betrachtet werden muss.

3 Versorgungssicherheit und Stromnetze

Das durchgeführte Monitoring zur Versorgungssicherheit berücksichtigt stromnetzseitige Restriktionen nur eingeschränkt. Im Prinzip erfolgt hauptsächlich eine rein kapazitative Betrachtung der Versorgungssicherheit, d. h. **Netzengpässe und damit lokale Versorgungssicherheit** werden nicht evaluiert. Im Rahmen der marktlichen Betrachtung der Versorgungssicherheit werden die einzelnen Strommärkte folgerichtig als „Kupferplatten“ modelliert, die über Grenzkuppelstellen miteinander verbunden sind. Dabei sind lediglich die Grenzkuppelstellen Teil der Modellierung. Die dahinterliegenden Netze werden nicht weiter betrachtet. Inländische Restriktionen hinsichtlich der Transport- und Verteilnetze, die das Niveau der System- bzw. Netzsicherheit maßgeblich mitbestimmen, werden nicht betrachtet.

Um hier die Bewertung der Versorgungssicherheit zu verbessern, kann ein engmaschigeres, umfassenderes Versorgungssicherheitsmonitoring hilfreich sein, welches auch ein europäisches Netzmodell in die Modellierung integriert und Netzstatus und Lastflüsse im Netz zu jedem Zeitpunkt ermittelt. Das zukünftige Monitoring der BNetzA soll eine Netzmodellierung enthalten und die **Netzsituation jeweils mitbewerten**. Wie diese Evaluierung ausgestaltet ist und für welche Netzebenen diese erfolgen soll, ist bislang nicht bekannt, das Verfahren gilt aber als komplex und anspruchsvoll.

4 Versorgungssicherheit und Energieeffizienz

Die Effizienz von Stromanwendungen hat eine Bedeutung für die Versorgungssicherheit, da der Leistungsbezug von Stromanwendungen, die nicht flexibel gesteuert werden können, die Höhe der inflexiblen Stromnachfrage bestimmt. Mindern diese Anwendungen durch technologischen Fortschritt ihren Leistungsbedarf, wird damit die inflexible Nachfrage gemindert und somit auch die notwendige Residuallast und der daraus resultierende Bedarf an steuerbarer gesicherter Leistung. Solche Anwendungen können z. B. Haushaltsgeräte, industrielle Must-Run-Prozesse, Steuerungselektronik, digitalisierte Prozesse und IT-Infrastruktur, Stellmotoren in der Industrie und in Infrastrukturen, Strombedarf im Verkehr u.v.m. sein.

Weitere Beiträge der Energieeffizienz für die Versorgungssicherheit ergeben sich durch die Einführung von **Energiemanagementsystemen**, deren Ziel neben der Energieeinsparung zunehmend die systemdienliche Flexibilisierung der Energienachfrage sein wird.

Energiemanagementsysteme in Industrie und Gewerbe sind aktuell überwiegend auf Endenergieeinsparung optimiert. Derzeit findet eine Weiterentwicklung in Richtung CO₂-Einsparung mit Berücksichtigung der Einbindung Erneuerbarer Energien, dem sinnvollen Einsatz von Vor-Ort-Erzeugung und überbetrieblichem Lastmanagement statt, um nur einige Beispiele zu nennen. Zudem sind Unternehmen mit eingeführten Energiemanagementsystemen sehr viel schneller in der Lage, vorhandene Nachfrageflexibilitäten zu identifizieren und kostenwirksam auf marktliche Preissignale zu reagieren.

Gleiches gilt für die Gebäudewärmeversorgung im Quartier, d.h. die gemeinsame Betrachtung mehrerer Objekte mit Raumwärme- und Warmwasserversorgung. Durch die notwendigen Energiespeicher werden diese Objekte mit steigender Energieeffizienz auch zeitlich flexibler, insbesondere dann, wenn das Energiemanagement im Quartier über intelligente Systemtechnik erreicht wird. Dann wird eine Optimierung und Flexibilisierung über die Quartiersgrenze hinaus bei entsprechenden Preissignalen möglich. In der Konsequenz bedeutet dies, dass in Knappheitssituationen, die üblicherweise mit hohen Preisen einhergehen, die Versorgung des Quartiers vorübergehend teilweise oder ganz durch eingespeicherte Energie erfolgt und der unmittelbare Energiebezug vorübergehend gemindert wird bzw. Überschusssituationen bei entsprechenden Preissignalen zur Speicherung von Energie genutzt werden (positive Nachfrageflexibilität).

Indikatoren zur Bewertung der „Smart Readiness“ von Gebäuden – wie sie die EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD) vorsieht – kommt daher auch im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit zunehmend Bedeutung zu. Smart Readiness-Indikatoren geben Auskunft zur Fähigkeit eines Gebäudes, mit dem Nutzer und dem Netz zu interagieren sowie den Gebäudebetrieb energieeffizient zu regeln. Dabei müssen Indikatoren, die die Systemdienlichkeit und das Flexibilitätpotenzial eines Gebäudes oder Quartiers bewerten,

in den Vordergrund gestellt und die Interoperationalität mit den vorgelagerten Energieinfrastrukturen entsprechend honoriert werden.

5 Probabilistisches Verfahren im Rahmen einer europäischen Strommarktmodellierung

Methodisch wird im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings des BMWi bzw. zukünftig der BNetzA das sogenannte probabilistische Verfahren angewandt. Dazu wird eine **europäische Strommarktmodellierung** durchgeführt, die auf wahrscheinlichkeitsbasierten (probabilistischen) Annahmen und Rahmenparametern basiert und das Versorgungssicherheitsniveau als Lastausgleichswahrscheinlichkeit definiert. Dazu wird mit Hilfe von plausiblen Annahmen zu technologischen Entwicklungen, Investitionen und Rückbauten, Anlagekosten, Brennstoff- und CO₂-Preisen das zukünftige Stromversorgungssystem sowohl erzeugungsseitig als auch nachfrageseitig aufgestellt. Das geschieht sowohl für Deutschland als auch für das europäische Ausland inklusive der bestehenden Grenzkuppelstellen zwischen den Ländern. Dieses Strommarktmodell wird dann stundenscharf durchgerechnet und zudem für verschiedene historische Wetterjahre, um eine Vielzahl von witterungsbedingten Situationen zu simulieren, d. h. sowohl starke Windphasen oder hohe PV-Einspeisungen als auch kalte Dunkelflauten. Entscheidend ist dabei nicht nur die Anzahl der Wetterjahre (i. d. R. mehr als 10), sondern auch, dass Wetterjahre mit extremen Wetterereignissen wie z. B. langen Kälteperioden enthalten sind. Für jeden Modelllauf ergibt sich dann gegebenenfalls eine Anzahl von Stunden im Jahr, in denen der Strommarkt nicht ausreicht, um die Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen (sowohl nachfrage- als auch angebotsseitig) zu decken. Über alle Modellläufe hinweg wird dann der Mittelwert der unterdeckten Stundenanzahl gebildet (die sogenannte Loss of Load Expectation (LoLE) in Stunden) sowie die durchschnittliche Energiemenge, die nicht über den Markt geliefert werden konnte bzw. zur Lastdeckung nötig gewesen wäre (Expected Energy not Supplied (EEnS) in GWh).

Das bisherige Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi wurde gutachterlich von r2b und consentec betreut. In dem Prozess steckt die langjährige Erfahrung der entsprechenden Gutachter. Die BNetzA, die den Prozess 2021 übernommen hat, beauftragte ebenfalls consentec und die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).

6 Grenzen des probabilistischen Verfahrens im derzeitigen Versorgungssicherheitsmonitoring und weitere Aspekte

Trotz der hohen Komplexität, guten Aussagefähigkeit und hohem wissenschaftlichen Standard des probabilistischen Verfahrens, gibt es Grenzen im Hinblick auf die Aussagefähigkeit.

Erstens erfolgt hauptsächlich eine rein kapazitative Betrachtung der Versorgungssicherheit, d. h. **Netzengpässe und damit lokale Versorgungssicherheit** wird nicht evaluiert. Dazu wäre – wie in Kapitel 3 erläutert – zusätzlich ein europäisches Netzmodell notwendig.

Zweitens kann das Verfahren nicht bestimmen, welche Mindestkapazität notwendig ist, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es wird ein zukünftiges Stromversorgungssystem mit Hilfe von Modellierungen, Annahmen und Abschätzungen aufgestellt und dann geprüft, ob dieses Stromversorgungssystem unter den getroffenen Prämissen sicher ist. Eine Bestimmung einer nationalen Mindestkapazität an gesicherter Leistung wäre nur möglich, wenn man das Verfahren mehrmals komplett mit schrittweise reduzierter steuerbarer gesicherter Leistung durchführen würde bis zu jenem Modelllauf, an dem die Versorgungssicherheit über den Strommarkt nicht mehr gewährleistet wäre. Da jede einzelne Durchführung aber bereits aus mehreren Modellläufen besteht, wäre dieses Verfahren äußerst aufwändig und zeitintensiv.

Reichweite und Grenzen der VS-Modellierung:

- Das probabilistische Verfahren kann im Fall einer übermäßigen Lastausfallwahrscheinlichkeit **lediglich ermitteln, dass zu wenig gesicherte Leistung vorhanden ist.** Das aktuelle Gutachten des BMWi „Angemessenheit der Ressourcen“ zur Bewertung der Versorgungssicherheit in Deutschland (2021) leitet den Neubau von rund 15 GW Gas-KWK-Ersatzkapazität in Deutschland maßgeblich aus dem zu deckenden Wärmebedarf in der Fernwärme ab und nimmt diesen Zubau als Grundlage für die Überprüfung der Versorgungssicherheit. Die Gas-KWK-Anlagen tragen zwar maßgeblich zur Versorgungssicherheit Strom bei, ihr Zubau erfolgt im Rahmen des Monitorings aber hauptsächlich zur Deckung des Wärmebedarfs.
- Beim Versorgungssicherheitsmonitoring handelt es sich um eine europäische Betrachtungsweise, die auch eine Vielzahl von europäischen Entwicklungen und Annahmen mit einbezieht. Das **Versorgungssicherheitsmonitoring von 2021** geht davon aus, dass im betrachteten europäischen Ausland bis 2030 zusätzlich der Zubau von 23 GW überwiegend Erdgas-KWK-Anlagen erfolgt. Zudem werden 17,4 GW an Flexibilitätsoptionen zusätzlich erschlossen (Demand-Side-Management (DSM)/Netzersatzanlagen (NEA)). Außerdem nimmt das Monitoring einen Anstieg der maximal notwendigen Importleistung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit auf 14-24 GW an.
- Aus einem verzögerten Gas-KWK-Ausbau in Deutschland lässt sich aufgrund der europäischen energieseitigen und marktlichen Verflechtungen nicht zwingend eine Gefährdung der Versorgungssicherheit (Strom) ableiten. Sollte bspw. der wärmegetriebene

Gas-KWK-Ausbau in Deutschland nicht wie im Monitoring vorgesehen erfolgen (z. B. weil die Wärmeerzeugung ungekoppelt erfolgt), so kann dies im Rahmen der europäischen Strommarktmodellierung zu schwer bestimmbareren Wechselwirkungen führen. Von einem marktgetriebenen Zubau von ungekoppelten Gaskraftwerken in Deutschland, über verstärkte Stromimporte oder den Ausbau von Gaskapazitäten im europäischen Ausland ist eine Vielzahl von möglichen Ergebnissen denkbar.

- Des Weiteren erfolgt im Versorgungssicherheitsmonitoring **keine Berücksichtigung von Reservekapazitäten**. Das Versorgungssicherheitsmonitoring betrachtet per Definition nur über den Markt generierte Versorgungssicherheit bzw. die Angemessenheit der Ressourcen. Der Einsatz von Reservekraftwerken außerhalb des Marktes wird weder modelliert noch in anderer Form quantitativ bewertet. Das bedeutet aber auch, dass selbst wenn das Versorgungssicherheitsmonitoring Stunden mit Lastunterdeckung ermittelt, damit nicht zwangsläufig lokale Lastabwürfen (Stromausfälle) einher gehen. Die Modellergebnisse zeigen dann lediglich an, in welchen Stunden oder Situationen ein Reservekraftwerkseinsatz notwendig werden würde. **Es wäre wünschenswert, wenn das Versorgungssicherheitsmonitoring zusätzlich ermittelt, ob die verfügbaren Reservekapazitäten zur Lastdeckung in Stunden der Lastunterdeckung durch den Markt ausgereicht hätten. Die Ermittlung des Reservebedarfs erfolgt unabhängig vom Versorgungssicherheitsmonitoring und bezieht neben der Bereitstellung von steuerbarer gesicherter Leistung auch Netz- und Systemsicherheit oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit ein.**

Zudem werden keine Extremereignisse mit extrem geringer und ungewisser Wahrscheinlichkeit abgebildet, für die keine quantifizierbaren stochastischen Wahrscheinlichkeiten vorliegen, also Ereignisse, die zwar möglich, aber sehr selten (z. B. ein Mal in 50 Jahren) vorkommen und durch die verwendeten Wetterjahre nicht abgebildet werden. Also beispielsweise das gleichzeitige Auftreten von sehr langen Kälteperioden ohne Wind, mit zugefrorenen Flüssen, mit Ausfall von Stromleitungen durch Eisbruch und mit Ausfall mehrerer Kraftwerke. Das gleichzeitige Auftreten mehrerer extrem unwahrscheinlicher Ereignisse (gestapeltes Risiko) fällt – sofern keine Abdeckung über den Strommarkt oder mit den vorhandenen Reservekapazitäten erfolgen kann – in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge. Ökonomisch wäre es ineffizient, jeden potenziell denkbaren, aber extrem unwahrscheinlichen Fall marktlich absichern zu wollen.

Offen ist derzeit noch, welches ein effizientes Maß für Versorgungssicherheit ist, also eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effiziente bzw. optimale Anzahl von Stunden der Lastunterdeckung im Markt, die hingenommen werden kann. Im internationalen Bereich bewegen sich die Abschätzungen derzeit im unteren einstelligen Stundenbereich (2 bis 5 Stunden marktliche Unterdeckung ohne Berücksichtigung von Reserven). Kernprinzip zur Ermittlung ist, dass die Kosten der zusätzlichen marktlichen Bereitstellung von Kapazität, um eine weitere Stunde Lastausfall zu vermeiden, den gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Lastabwurfs

gegenübergestellt werden. **Wenn die Kosten der zusätzlichen Bereitstellung von Erzeugungskapazität im Markt die Kosten eines Lastabwurfs übersteigen, ist die Kapazitätsbereitstellung wirtschaftlich nicht mehr effizient, auch wenn dadurch der Lastabwurf vermieden würde.** Diese Sichtweise bedeutet nicht, dass ein Lastabwurf dann tatsächlich erfolgt, weil im Fall der marktlichen Unterdeckung die vorhandenen Reservekapazitäten aktiviert werden. Hier dient diese Betrachtung lediglich der Ermittlung des effizienten Versorgungssicherheitsniveaus. Derzeit gibt es kein einheitliches Verfahren, um ein effizientes VS-Niveau zu bestimmen, es werden aber momentan auf europäischer Ebene verschiedene Methoden konsultiert.

7 Versorgungssicherheitsmonitoring im Vergleich zu anderen Studien

Andere energiewirtschaftliche Studien, die das zukünftige Energiesystem prognostisch abschätzen, berücksichtigen die Frage der Versorgungssicherheit in der Regel nicht oder nur stark verkürzt (z. B. Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Öko-Institut, EWI u. a.). Dort wird üblicherweise auf Basis technologischer Anforderungen, Kosten- und Preisentwicklungen, politischer Zielvorgaben etc. ein zukünftiges Energiesystem modelliert. Auch wenn diese Modelle ebenfalls eine stundenscharfe Modellierung durchführen, werden durchschnittliche Wetterjahre oder ein Normaljahr verwendet, um den durchschnittlichen Beitrag der EE-Erzeugung abzubilden. Auch stochastische Ausfälle von Kraftwerken werden nicht integriert. Daher treffen diese Studien zwar Aussagen über Stromerzeugung, Strombedarf, CO₂-Emissionen oder Zielerreichungen, aber sie treffen keine Aussage darüber, ob das ermittelte zukünftige Stromversorgungssystem ein hinreichendes VS-Niveau generiert.

Solche Studien zur Erreichung von Umwelt- und Klimazielen haben richtigerweise gemäß der Aufgabenformulierung als zentrale Ziel- bzw. Ergebnisgröße den CO₂- bzw. THG-Ausstoß Deutschlands. Die z. B. im Agora-Gutachten genannten 98 (bzw. 108) Mio. t CO₂ für die Energiewirtschaft stellen hier die Jahresemissionsmenge im Jahr 2030 dar. Dieses Emissionsniveau für 2030 lässt sich dann auf erzeugte MWh bzw. TWh nach Erzeugungsarten und deren Emissionsfaktoren aufteilen. Diese Aufteilung sagt allerdings nur wenig über die Auslastung der entsprechenden Kraftwerke aus. Die Jahresemissionsmengen stehen nur in direktem Zusammenhang zu den erzeugten Jahresstrommengen. Mit welcher Kapazität bzw. Leistung diese Jahresstrommengen erzeugt werden, ist zwar Teil dieser Studien, die Kapazität allein bestimmt aber nicht die Menge der Emissionen. Heißt: Ob wenige Gaskraftwerke mit sehr hoher Auslastung laufen oder viele Gaskraftwerke nur wenige Stunden im Jahr produzieren, kann sowohl im Hinblick auf die Jahresemissionsmengen als auch auf die gesamte Jahresstrommenge auf das Gleiche hinauslaufen. **Bei der Frage der notwendigen Residualkraftwerkskapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geht es aber um die residuale Höchstlast in einer**

spezifischen Stunde des Jahres. Hier ist die Kapazität bzw. Leistung dieser Residualkraftwerke relevant, nicht deren Stromproduktion über das gesamte Jahr.

Illustratives Beispiel:

1.) 60 GW installierte Kapazität Gaskraftwerke mit 2.250 Jahresvolllaststunden erzeugen 135 TWh Strom und emittieren bei 550 g CO₂/kWh 74,25 Mio. t CO₂.

2.) 30 GW installierte Kapazität Gaskraftwerke mit 4.500 Jahresvolllaststunden erzeugen ebenfalls 135 TWh Strom und emittieren bei 550 g CO₂/kWh ebenfalls 74,25 Mio. t CO₂.

Für die steuerbare gesicherte Leistung ergibt sich allerdings eine Differenz von 30 GW bzw. Faktor 2.

Die installierte Leistung gasbasierter Stromerzeugungstechnologien bestimmt sich in anderen Studien nicht nur auf Basis von Strombedarf, Investitionskosten oder Brennstoff- und CO₂-Preisen, sondern mittelbar auch darüber, welche Annahmen zu Stromverbrauchsentwicklung, zu Stromimporten oder zur Einsatzfähigkeit und den Importmöglichkeiten von Wasserstoff getroffen werden. Hier bestehen substitutive Beziehungen, d. h. beispielsweise, dass ein höheres Niveau bezüglich Stromimporten und Importleistung den nationalen Bedarf an installierter Kapazität mindert und umgekehrt. Dabei muss das europäische Stromversorgungssystem als Ganzes betrachtet werden, d. h. eine geringere Kapazität der gesicherten Leistung in einem Land erfordert dann gegebenenfalls zusätzliche gesicherte Leistung in einem anderen Land.

Im Zuge der Dekarbonisierung der Stromerzeugung gewinnt der Einsatz von Wasserstoff in gasbasierten Residualkraftwerken an Bedeutung. **Für das Ziel der Versorgungssicherheit muss dieser Wasserstoff dann aber auch für die Back-Up-Kapazitäten am Kraftwerk sicher verfügbar sein.**

8 Zu- und Rückbau von gesicherter Leistung und Reserven

Im Zeitraum 2020 bis 2030 werden knapp 40 GW steuerbare gesicherte Leistung stillgelegt oder aus dem Markt gehen. 8,1 GW werden im Zuge des Kernenergieausstiegs bis Ende 2022 stillgelegt. 14,0 GW werden zwischen 2020 und 2023 im Rahmen des Kohleausstiegs stillgelegt oder aus dem Markt genommen bzw. die Stilllegung oder Herausnahme aus dem Markt ist bereits erfolgt (über Ausschreibungen oder KWK-Ersatzprojekte). Das entspricht gut einem Drittel der Kohlekapazitäten, die Ende 2020 im Markt agierten. 8,2 GW davon wurden bereits stillgelegt oder ihre Stilllegung bzw. Herausnahme aus dem Markt steht unmittelbar bevor (Stand August 2021). Zwischen 2024 und 2026 werden weitere rd. 4,0 GW Kohlekapazitäten stillgelegt und bis 2030 nochmal rd. 6,8 GW. Zusätzlich geht der BDEW davon aus, dass bis 2030 gut

7 GW Erzeugungsleistung in Gas- und Ölkraftwerken aus altersbedingten Gründen stillgelegt oder in Reserven überführt werden.

Tabelle 1: Rückbau aus dem Markt

Rückbau aus dem Markt (Stilllegungen aus dem Markt bzw. Überführung in Reserven teilweise möglich)	Leistung in MW	Bemerkung
Kernenergieausstieg 2020-2022	8.114	nach AtG §7, definitive Stilllegung bis Ende 2022
Kohleausstieg Braunkohle Staatsvertrag 2020-2023	2.888	nach KVBG 2020
Kohleausstieg Braunkohle Ausschreibungen 2020-2023	132	nach KVBG 2020
Kohleausstieg Braunkohle KWKG 2020-2023	181	Projekte
Kohleausstieg Steinkohle Ausschreibungen 2020-2023	8.635	nach KVBG 2020
Kohleausstieg Steinkohle KWKG 2020-2023	1.713	Projekte*
Kohleausstieg Braunkohle Staatsvertrag 2024-2026	786	nach KVBG 2020
Kohleausstieg Steinkohle Ausschreibungen 2024-2026	rd. 2.000	nach KVBG 2020**
Kohleausstieg Steinkohle KWKG 2024-2026	rd. 1.200	Projekte
Kohleausstieg Braunkohle 2027-2030	4.920	nach KVBG 2020
Kohleausstieg Steinkohle 2027-2030	rd. 1.900	Projekte
Altersbedingter Rückbau Gas- und Ölkraftwerke bis 2030***	rd. 7.300	eigene Abschätzung auf Basis Kraftwerksliste der BNetzA
SUMME Rückbau	rd. 39.800	

* zuzüglich 425 MW Überführung in die Netzreserve

** eigene Berechnungen auf Basis KVBG zur Abschätzung der zukünftigen Ausschreibungsvolumina

*** Gas- und Ölkraftwerke im Markt oder vorläufig stillgelegt (rd. 1 GW) mit Inbetriebnahmedatum 1990 oder älter

Quelle: BDEW

Angesichts der tiefgreifenden Transformation des Stromversorgungssystems, in dem die Erneuerbaren Energien im Zentrum stehen, ist aber auch klar, dass für den Wegfall von knapp 40 GW steuerbarer gesicherter Leistung kein 1:1-Ersatz dieser Kapazitäten notwendig ist. In einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem ist im Sinne der Versorgungssicherheit nicht die Deckung der Gesamtlast mit steuerbarer gesicherter Leistung zu jedem Zeitpunkt erforderlich, sondern lediglich die Deckung der Residuallast, an der sich die Dimensionierung der steuerbaren gesicherten Leistung orientieren muss. Das BMWi-Gutachten „Angemessenheit der Ressourcen“ zur Bewertung der Versorgungssicherheit in Deutschland geht für den Zeitraum von 2020 bis 2030 von einem Zubau von gasbasierten KWK-Kapazitäten in Höhe von rd. 15 GW aus. Erfolgt dieser Zubau, dann ist in den Berechnungen der Gutachter die Versorgungssicherheit mit der dann vorhandenen steuerbaren gesicherten Leistung gewährleistet.

Derzeit befinden sich rund 3,4 GW steuerbare gesicherte Kraftwerksleistung im Bau und werden mit großer Sicherheit sukzessive bis Ende 2022 in Betrieb genommen. Der weitaus überwiegende Teil dieser Anlagen sind gasbasierte KWK-Anlagen. Weitere rund 1,5 GW befinden sich derzeit in Planung oder bereits im Genehmigungsverfahren und könnten möglicherweise im Zeitraum 2023 bis 2026 in Betrieb gehen. Allerdings hängt deren Realisierungswahrscheinlichkeit auch von den weiteren Marktentwicklungen sowie der Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Hinzu kommen rund 1,4 GW dezentrale KWK-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 MW bis zum Jahr 2025. Darüber hinaus sind bis 2030 weitere rund 3,6 GW Zubaupotenzial im Zuge des Ersatzes von Kohle-KWK-Anlagen sowie rund 1 GW dezentrale Klein-KWK möglich, allerdings gibt es für diese Anlagen bislang entweder keine oder nur sehr vage Ankündigungen. Deren Realisierung ist aus heutiger Sicht mit großen Unsicherheiten behaftet. Zu den bestehenden Investitionsrisiken und regulatorischen Risiken (einschließlich einer nicht praxisgerechten Bewertung von Gas-(KWK-)Kraftwerken in der EU-Taxonomie-Verordnung) ist bei vielen Projekten zudem noch unklar, welche elektrische Leistung schlussendlich errichtet wird, da Ersatzinvestitionen für KWK-Anlagen prioritär die Deckung des Wärmebedarfs im Blick haben. Dieser kann nicht nur durch eine KWK-Anlage bereitgestellt werden, sondern im Rahmen von Gesamtkonzepten beispielsweise auch durch zusätzliche Heißwasserkessel, durch Groß-Wärmepumpen, durch Solarthermie oder durch die Nutzung industrieller Abwärme. Damit geht in der Regel eine kleinere Dimensionierung der KWK-Anlage einher. In Summe ergäbe sich bei einer optimistischen Abschätzung bis 2030 ein Zubaupotenzial von knapp 11 GW.

Tabelle 2: Aktuelle Kraftwerksprojekte im Bau, in Planung oder angekündigt

Aktuelle Kraftwerksprojekte im Bau, in Planung oder angekündigt*	Leistung in MW	Realisierung
Gaskraftwerke im Bau oder sehr wahrscheinliche Realisierung 2021-2023	3.188	sicher/sehr wahrscheinlich
Sonstige konv. Kraftwerke im Bau oder sehr wahrscheinlicher Realisierung 2021-2023	192	sicher/sehr wahrscheinlich
SUMME "sicher/sehr wahrscheinlich bis 2023"	3.380	sicher/sehr wahrscheinlich
Gaskraftwerke mit möglicher Realisierung 2023-2026	1.335	möglich
Sonstige konv. Kraftwerke mit möglicher Realisierung 2023-2026	123	möglich
SUMME "möglich 2024-2026"	1.458	möglich
Weitere potenzielle Projekte (Kohle-Ersatz)	3.632	unsicher
Dezentrale KWK <10 MW	2.395	Volumen von gezeichneten Ausschreibungen abhängig
SUMME Maximales Potenzial aktuelle Projekte	10.865	

* besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) sind nicht berücksichtigt (insgesamt 1.200 MW bis 2022/23)

Quelle: BDEW

Hier nicht berücksichtigt sind die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) mit einer Leistung von 1,2 GW, die bis 2022/23 in Betrieb gehen sollen. Diese Kraftwerke agieren nicht im Strommarkt und dienen ausschließlich dazu, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems bei einem Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wieder herzustellen.

Damit ergibt sich zu den Annahmen des aktuellen Versorgungssicherheitsmonitorings eine Differenz von mindestens 4 GW, deren Realisierung aus heutiger Sicht noch völlig unklar ist. Angesichts der Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie der darauffolgenden Bauphase ist ein engmaschiges und umfassendes Versorgungssicherheitsmonitoring von zentraler Bedeutung, um gegebenenfalls rechtzeitig Maßnahmen für die dauerhafte Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergreifen zu können.

Ferner ist zu bedenken, dass das aktuelle Versorgungssicherheitsmonitoring für das Jahr 2030 je nach Szenario eine maximalen Importleistung aus dem Europäischen Energiebinnenmarkt von 14 bis 24 GW ermittelt. Diese Bezugsgröße kann ebenfalls durch nationalen Zubau entsprechender Kapazitäten reduziert werden, dann auch mit Einfluss auf den Energieträger und den CO₂-Gehalt.

Derzeit stehen insgesamt 9,2 GW Kraftwerksleistung als Reserve zur Verfügung, d. h. sie agieren nicht im Strommarkt, sondern werden per Anweisung aktiviert. 2,4 GW davon befinden sich in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, welche erstens bis 2023 sukzessive abgebaut wird und zweitens nur mit relativ langer Vorlaufzeit aktiviert werden kann. Daher spielt die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft perspektivisch für die Bewertung der Versorgungssicherheit nur eine sehr untergeordnete Rolle. Weitere 5,8 GW befinden sich derzeit in der Netzreserve und weitere 1,1 GW in der Kapazitätsreserve. Für die nächste Ausschreibung der Kapazitätsreserve für den Zeitraum Oktober 2022 bis September 2024 wird ein Volumen von 2 GW erwartet.

Tabelle 3: Aktueller Stand Reservekraftwerke

Aktueller Stand Reservekraftwerke	Leistung in MW	Bemerkung
Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	2.378	BK-SB, sukzessive definitive Stilllegung bis Okt. 2023
Steinkohle in aktueller Netzreserve (Stilllegung spätestens 2030)	2.734	Netzreserve heute
Gaskraftwerke in aktueller Netzreserve	1.427	Netzreserve heute
Ölkraftwerke in aktueller Netzreserve	1.613	Netzreserve heute
Gaskraftwerke in aktueller Kapazitätsreserve	1.056	Kapazitätsreserve heute
SUMME Reservekraftwerke	9.208	

Quelle: Bundesnetzagentur, BDEW

Die Angemessenheit der Ressourcen wird im Versorgungssicherheitsmonitoring gemäß Definition (siehe S. 4) nur für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Strommarkt evaluiert. Sollte im Strommarkt in einer Knappheitssituation keine Deckung von Angebot und Nachfrage erreicht werden bzw. an der Strombörse die Markträumung ausbleiben, erfolgt die Aktivierung der Kapazitätsreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber (§25 KapResV), um eine sichere Stromversorgung aufrecht zu erhalten.

Bei marktlicher Unterdeckung ist die Kapazitätsreserve allerdings nur ein möglicher Kapazitätsmechanismus zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit. In anderen europäischen Ländern kann eine Kapazitätsreserve bzw. strategische Reserve inhaltlich anders ausgestaltet sein oder es kommen gänzlich andere Kapazitätsmechanismen zur Anwendung.

Kapazitätsmechanismen

Hierbei handelt es sich um den **Oberbegriff** für alle Instrumente, deren primäres Ziel die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist. Der europäische Gesetzgeber hat den Begriff in Artikel 2 Abs. 22 der Binnenmarktverordnung Strom (BMVO Strom) legaldefiniert: *„Kapazitätsmechanismus bezeichnet eine vorübergehende Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement.“*

Zu den Kapazitätsmechanismen gehören:

- Kapazitätzahlungen,
- auf die Herstellung von Versorgungssicherheit zielende Ausschreibungen,
- strategische Reserven und
- Kapazitätsmärkte.

Welche Anforderungen an den Prozess der Errichtung von Kapazitätsmechanismen zu stellen sind und welchen inhaltlichen Maßstäben diese Mechanismen genügen müssen, ist in Art. 20 bis 22 der BMVO Strom festgelegt. Hierbei handelt es sich um unmittelbar in Deutschland und in allen anderen Mitgliedstaaten geltendes Recht.

9 Politische Handlungsempfehlungen zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit

Um das hohe Niveau der Versorgungssicherheit auch mit dem Ausstieg aus der Kohle- und der Kernenergienutzung aufrecht zu erhalten, bedarf es politischer Maßnahmen. Diese müssen gleichzeitig den Ausbau der Erneuerbaren Energien, den Aus- und Umbau der Energienetzinfrastruktur, den ausreichenden Ausbau von KWK-Anlagen und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sicherstellen. Durch die Anhebung des 2030-Sektorziels für die Energiewirtschaft ist hierbei besondere Eile geboten. Der Strommarkt kann dafür wichtige Anreize über Preissignale setzen. Dazu muss die Politik bereit sein, auch signifikante Preisspitzen in einzelnen Stunden zu akzeptieren. Preissignale im Markt helfen, das Ausbaupotenzial der Erneuerbaren Energien auszuschöpfen, Investitionen in steuerbare gesicherte Leistung anzureizen und Flexibilitäten auf Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherseite zu heben. Deutschland hat als zusätzliche Sicherung eine sogenannte Kapazitätsreserve eingeführt, die außerhalb des Marktes steht. Sollte die Kapazitätsreserve zu groß werden, sollte gegebenenfalls ein effizienterer Kapazitätsmechanismus installiert werden, da die oben genannte Kapazitätsreserve ansonsten einen marktgetriebenen und damit kosteneffizienteren Aufbau von Kapazitäten konterkariert. Die neue Bundesregierung sollte Vorbereitungen für ein EU-rechtskompatibles (europäisches) Versorgungssicherheitsinstrument treffen, wobei lange Realisierungsfristen für die notwendigen Projekte zu beachten sind. Darum ist zur Vorsorge ein engmaschiges, umfassendes Versorgungssicherheitsmonitoring notwendig.

Rechtzeitige Investitionen in neue KWK-Anlagen, die sukzessive auf klimaneutrale Gase umstellen und weitere klimaneutrale Wärmequellen erschließen, müssen entscheidende Beiträge zur Sicherstellung ausreichender steuerbarer gesicherter Leistung liefern. Hierfür ist eine Reform des KWKG notwendig, die Investitionssicherheit, Dekarbonisierung und Flexibilisierung in den Fokus nimmt. Außerdem muss Deutschland auf eine praxisgerechte Bewertung von Gas-(KWK-) Kraftwerken in der EU-Taxonomie hinwirken, damit die notwendigen Investitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für Strom und Wärme erfolgen können.

10 Kernbotschaften

Versorgungssicherheit Strom kurz und knapp:

- **Versorgungssicherheit** ist ein nicht verhandelbarer Ankerpunkt des **energiepolitischen Dreiecks** und von zentraler Bedeutung für die **Akzeptanz der Energiewende** in der Bevölkerung.

- Ein **1:1-Ersatz** der wegfallenden steuerbaren gesicherten Leistung (vor allem Kernenergie- und Kohleausstieg) ist **nicht notwendig**, aber **hinreichender Zubau** von steuerbarer gesicherter Leistung ist zwingend erforderlich.
- Mit **Erneuerbaren Energien im Zentrum** der Energieversorgung bestimmt die **Residuallast** maßgeblich das Volumen der notwendigen steuerbaren gesicherten Leistung.
- Neben der steuerbar gesicherten Leistung werden **nachfrageseitige Flexibilitäten** im Markt ein weiterer wichtiger Bestandteil der Gewährleistung von Versorgungssicherheit sein.
- Je mehr **Stromnachfrage flexibilisiert** wird, umso besser kann Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Jedes MW **smarte, intelligente Nachfrageflexibilität** trägt dazu bei, den Zubaubedarf von steuerbarer gesicherter Leistung zu mindern.
- Versorgungssicherheit wird in erster Linie **marktlich organisiert**. Die Kapazitätsreserve ist eine Absicherung für fehlende Kapazitäten im Markt. Sollte die Kapazitätsreserve zu groß werden, sollte gegebenenfalls ein effizienterer Kapazitätsmechanismus installiert werden.
- Versorgungssicherheit wird im **europäischen Energiebinnenmarkt** gewährleistet, muss aber auch national hinterlegt werden.
- Neben der Angemessenheit der Ressourcen ist die **Netz- und Systemsicherheit ein unabdingbarer Aspekt der Versorgungssicherheit Strom**. Daher muss der notwendige Aus- und Umbau der Stromnetze sichergestellt werden.

Politische Handlungsempfehlungen kurz und knapp:

- Ausbau der **Erneuerbaren Energien und von KWK-Anlagen, Aus- und Umbau der Energienetze und Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft** gleichzeitig sicherstellen.
- **Reform des KWKG**, die Investitionssicherheit, Dekarbonisierung und Flexibilisierung in den Fokus nimmt, um rechtzeitige Investitionen sicher zu stellen.
- Ein engmaschiges, umfassendes **Versorgungssicherheitsmonitoring** ist notwendig. Dazu gehört auch das Monitoring der Reserven. Sollte die Kapazitätsreserve z. B. zu stark anwachsen, müssen gegebenenfalls Vorbereitungen für einen effizienteren EU-rechtskompatiblen (europäischen) **Kapazitätsmechanismus** ergriffen werden, wobei lange Realisierungsfristen zu beachten sind (siehe auch oben).
- Zulassen von signifikanten **Preisspitzen** in einzelnen Stunden, da Preissignale helfen, das Ausbaupotenzial der Erneuerbaren Energien auszuschöpfen, die Investitionen in gesicherte Leistung anzureizen und Flexibilitäten auf Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherseite zu heben.
- Auf eine praxisgerechte Bewertung von Gas-(KWK-) Kraftwerken in der **EU-Taxonomie** hinwirken.

AnsprechpartnerInnen:

Tilman Schwencke

Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik

Telefon: +49 30 300199-1090

tilman.schwenke@bdew.de

Fachliche Fragen:

Christian Bantle

Geschäftsbereich Strategie und Politik
Abteilung Volkswirtschaft

Telefon: +49 30 300199-1611

christian.bantle@bdew.de

Matthias Jüschke

Geschäftsbereich Erzeugung und
Systemintegration

Telefon: +49 030 300199-1312

matthias.jueschke@bdew.de