

Gutachten „Flexibilisierung“: Zentrale Ergebnisse und Bewertung

Berlin, 11. Oktober 2011

Ausgangslage

Neben dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bildet der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) den zweiten Schwerpunkt der am 30. Juni 2011 durch Bundestagsbeschluss eingeleiteten „Energiewende“. Die installierte Kapazität zur Stromerzeugung aus EE soll von heute etwa 54 GW bis zum Jahr 2030 auf mindestens 120 GW erhöht werden. Bei einem von der Bundesregierung prognostizierten 10-prozentigen Rückgang des Strombedarfs wird dann ein Anteil von etwa 50 Prozent EE am Bruttostromverbrauch erreicht. Jedoch sind rund 90 Prozent der einspeisenden EE-Kapazitäten fluktuierend (PV und Wind). Wie Auswertungen realer Einspeisedaten zeigen, kann die Einspeisung aus PV- bzw. Windkraftanlagen zeitweise nahe 0 Prozent liegen, während hohe Einspeiseleistungen von mehr als 50 Prozent der installierten EE-Kapazitäten nur an 5 bis 10 Prozent der Jahresstunden erbracht werden. Diese Situation stellt im Hinblick auf die Gewährleistung jederzeitiger Versorgungssicherheit erhebliche geänderte Anforderungen – insbesondere bezüglich der Flexibilität und Reservevorhaltungen – an den konventionellen Kraftwerkspark.

Der BDEW hat daher Anfang April 2011 das Gutachten „Bewertung und Quantifizierung der Flexibilität der konventionellen Strom- und der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung - Weichenstellungen für den Umbau auf ein durch die Nutzung der Erneuerbaren Energien geprägtes Energieversorgungssystem“ (Kurztitel: Gutachten „Flexibilisierung“) in Auftrag gegeben. Ziel dieses Gutachtens war es, auf der Grundlage der politischen Vorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung die oben beschriebenen zusätzlichen Flexibilitätsanforderungen an den künftigen konventionellen Kraftwerkspark zu ermitteln und zu quantifizieren, die nach Ausschöpfung aller realistischen flankierenden Maßnahmen bei Speicherung und Lastmanagement (Demand Side Management usw.) verbleiben.

Prämissen

Zur Vereinfachung der Szenarienvielfalt bei den komplexen energietechnischen und -wirtschaftlichen Zusammenhängen wurden verschiedene Prämissen gesetzt. Die Auswahl dieser Prämissen hat der Gutachter im Hinblick auf die Aufgabenstellung getroffen und hierbei auch die relevanten Festlegungen seitens der Politik berücksichtigt.

Netzausbau:

Es wird ein kapitalintensiver Netzausbau entsprechend den Forderungen aus der dena-Netzstudie (Übertragungsnetze) bzw. der BDEW-Verteilnetzstudie unterstellt. Gegenüber einem unvollständigen Netzausbau führt dies zu einer Entlastung der Erzeugungsseite, d. h. die Ergebnisse der Studie werden durch diese Annahme gedämpft.

Versorgungssicherheit:

Die Analyse des Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarfs beinhaltet die Prämisse, dass die gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast ausschließlich aus Kraftwerken im Inland bereitgestellt wird. Diese Prämisse folgt der in Teilen der Politik vertretenen Auffassung, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland jederzeit durch inländische Kraftwerke gewährleis-

tet werden sollte. In der Realität existieren umfangreiche Austauschbeziehungen zwischen Deutschland und den benachbarten Strommärkten. Außerdem ist zu erwarten, dass im Zuge der weiteren Entwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom und im Rahmen einer europäischen Energiestrategie nationale Vorgaben bezüglich der Versorgungssicherheit an Bedeutung verlieren. Andererseits wird es jedoch auch in den Nachbarländern zu einem verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien kommen, so dass eine Prognose der möglichen Leistungsflüsse und der Importe verfügbarer Kapazitäten kaum leistbar ist. Die Möglichkeit, in Zukunft zu jeder Zeit ein in Deutschland auftretendes Leistungsdefizit durch Importe zu decken, wäre daher nur dann realistisch, wenn eine verlässliche Leistungsbilanz unter Einschluss der benachbarten Marktgebiete gegeben wäre und entsprechende Importkapazitäten vertraglich gesichert würden.

Für die Simulationsrechnungen des Kraftwerkseinsatzes wurde unter Berücksichtigung eines zusammenwachsenden europäischen Strommarktes jedoch in einem zweiten Schritt eine europaweite ökonomische Kraftwerks-Einsatzoptimierung bei Berücksichtigung der für die Zeitpunkte der Untersuchung erwarteten Kuppelkapazitäten durchgeführt.

Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks:

Die Lebensdauer bestehender Kraftwerke ist eine maßgebliche Einflussgröße bei der Bestimmung der in Zukunft benötigten Neubau-Kapazität. Der Gutachter geht von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 45 Jahren aus, dies entspricht den Annahmen, die auch seitens der dena getroffen wurden¹. Aufgrund dieser Annahme kommt es zu einer sukzessiven Stilllegung von alten Bestandskraftwerken („Sterbelinie“), die bis 2030 per Saldo einen Umfang von 33 GWe annimmt, obwohl bis 2020 ein Zugang von 12 GWe bereits im Bau befindlicher neuer Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt wird. In der Realität weisen Kraftwerke jedoch keine derart statische Lebensdauer auf. Vielmehr erfolgt die Betriebsentscheidung auf Basis einer regelmäßig zu treffenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, bei der die erzielbaren Deckungsbeiträge sowie Instandhaltungs- und Wartungskosten die entscheidenden Größen darstellen. Der Weiterbetrieb von bestehenden Kraftwerken kann damit bei entsprechenden ökonomischen Rahmenbedingungen einen substantiellen Beitrag zur Deckung des ausgewiesenen Bedarfs an Kraftwerkskapazität liefern.

Entwicklung der Nachfrage:

Für die Nachfrageentwicklung wird im Basisszenario entsprechend den Annahmen des Energiekonzepts 2010 ein stetig abnehmender Strombedarf (-10 Prozent bis 2020, -15 Prozent bis 2030) unterstellt. In einer Sensitivitätsanalyse wird darüber hinaus von einem konstanten Strombedarf auf der Höhe des Stromverbrauchs im Jahr 2008 ausgegangen. Vor dem Hintergrund zukünftig zu erwartender neuer Verbraucher (E-Mobility, zunehmender Anteil Wärmepumpen etc.) erscheint es realistisch, dass sich der Strombedarf innerhalb des angenommenen Korridors entwickelt (vgl. Abbildung 1).

¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030)“

In beiden Szenarien der Nachfrage-Entwicklung wurde die Erreichung des Erneuerbare-Energien-Ausbauzieles von 35 bzw. 50 Prozent als politische Vorgabe unterstellt. Dementsprechend wurde der Ausbau der EE-Erzeugungskapazität variiert, auf 96 bzw. 113 GWe im Basis-Szenario, sowie 110 bzw. 137 GWe im Szenario „konstante Nachfrage“, jeweils für 2020 bis 2030.

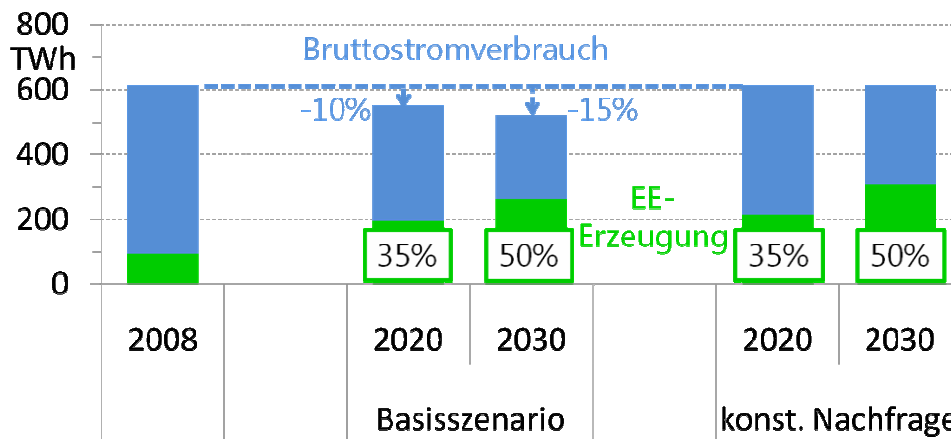


Abbildung 1 - Vergleich der Szenarien in Bezug auf die angenommene Nachfragesituation

Vorgehensweise

Ausgangspunkt aller Untersuchungen waren die Viertelstunden-scharfen Ganglinien der bundesdeutschen Bruttostromerzeugung von 2008 sowie die entsprechenden realen Einspeiseganglinien der erneuerbaren Stromquellen (insbesondere PV und Wind) von 2010.

Beide Ganglinien wurden mit spezifischen Verfahren auf 2020 und 2030 hochgerechnet. Bei der Lastganglinie reichte angesichts der geringen Veränderung von – 10 Prozent und -15 Prozent eine einfache Skalierung.

Bei den Einspeiseganglinien der Erneuerbaren Energien wurden die Technologie- und Standort-Entwicklungen explizit berücksichtigt, also z.B. die Steigerung der Stromausbeute (Vollbenutzungsstunde pro Jahr) aufgrund ansteigender Nabhöhen bei Onshore-Windenergieanlagen oder die neuartige Erzeugungscharakteristik bei Offshore-Windenergieanlagen. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien wurde zudem unterteilt in den effektiv nicht disponiblen, fluktuierenden Anteil aus PV und Wind sowie den disponiblen Anteil beispielsweise aus Wasserkraft und Biogas.

Anschließend erfolgte die Modellierung einer Ganglinie für den nicht disponiblen Anteil der KWK-Stromerzeugung.

In Saldo der Netzlast und der nicht disponiblen Erzeugung aus Wind, PV und KWK ergibt sich die sogenannte Residuallast, die aus disponiblen und flexiblen Anlagen, insbesondere konventionellen Kraftwerken, erbracht werden muss.

Diese Residuallast ist über weite Teile des Jahres deutlich positiv, punktuell aber auch negativ, wenn die nicht disponible Erzeugung die momentane Netzlast übersteigt.

Ergebnisse

Das Gutachten zeigt, dass durch die starke Fluktuation der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahresverlauf – bezogen auf die Residuallast – auch bereits im Jahr 2020 zeitweise die Last mit den in Deutschland verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht mehr gedeckt (Defizit) und zeitweise die aus EE dargebotene Energie nicht zur Gänze verwertet werden kann (Überschuss). Die Defizite bzw. Überschüsse fallen aber jeweils nur in wenigen Stunden des Jahres mit sehr hohen Leistungsspitzen an. Zudem ergeben sich zum Teil sehr hohe Lastsprünge mit steilen Gradienten, die sowohl im Bereich des Leistungsanstiegs als auch im Bereich des Leistungsabfalls auftreten und eine erhebliche betrieblich-organisatorische Herausforderung für die Steuerung des jeweils aktuell am Netz befindlichen Kraftwerksparks darstellt (vgl. Abbildung 2).

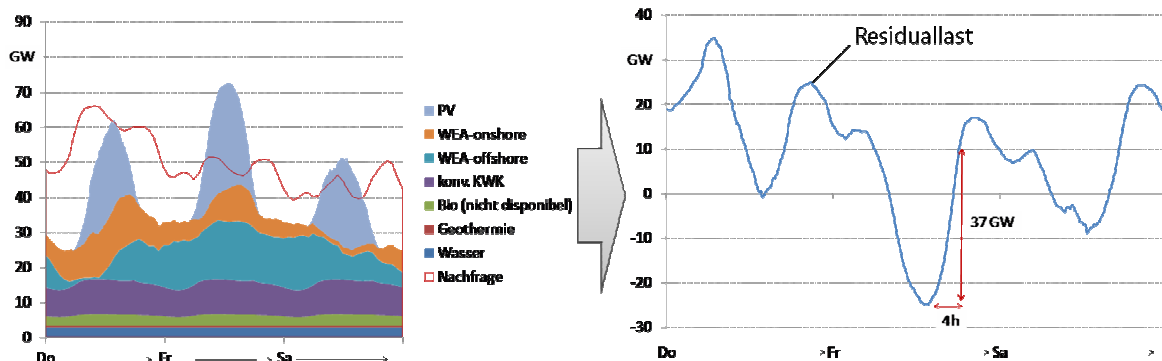


Abbildung 2 - Beispielhafter Verlauf von nicht disponibler Erzeugung und Nachfrage (links) sowie resultierende Residuallast (rechts) – Basisszenario 2030, Aprilwoche

Damit o. g. Defizite bzw. Überschüsse innerhalb des deutschen Strommarktes ausgeglichen werden können, bieten sich verschiedene Optionen an:

- Berücksichtigung von Kraftwerksneubau
- Weiterbetrieb von Bestandsanlagen über die angenommene Lebensdauer hinaus
- Retrofit-Maßnahmen im Kraftwerksbestand
- Schaffung zusätzlicher Speicherkapazitäten im Inland (Pumpspeicherkraftwerke, Batterien, Elektromobilität etc.) sowie Nutzung von vertraglich gesicherten Speicherpotenzialen im europäischen Ausland

- Flexibilisierung von EE- und KWK-Anlagen (z. B. durch Einsatz von Wärmespeichern)
- verstärkte Nutzung von Demand-Side-Management (DSM)
- Nutzung von „Überschuss-Strom“ aus EE zum Einsatz in Wärmenetzen
- Stromaustausch mit dem europäischen Ausland
- Nutzung der Erdgas-Infrastruktur als Speicher (Wasserstoff-Erzeugung, Methanisierung), die aus heutiger Sicht die einzige langfristig einsetzbare Alternative mit ausreichendem Speichervolumen zur Vermeidung einer Abregelung von EE-Anlagen darstellt

Zur Konkretisierung dieser Optionen werden drei unterschiedliche Ausbau-Varianten modelliert:

Variante 1: progressiver Ausbau von Speichertechnologien inkl. Methanisierung („Power to Gas“) um alle Überschüsse vollständig speichern zu können

Variante 2: konservativer Speicherausbau (nur PSW) ohne Methanisierung

Variante 3: keinerlei Speicherausbau, Abdeckung der Defizite ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke

In den Varianten 1 und 2 wurde außerdem die Erschließung von DSM-Potentialen, Flexibilisierung von KWK-Anlagen und Zubau von Wärmepumpen-Kapazität postuliert. Variante 3 verzichtet auf diese Option. In allen drei Varianten findet ein Stromaustausch mit dem europäischen Ausland in dem auch heute möglichen Umfang statt.

Es zeigt sich, dass bei allen durch die Gutachter betrachteten Ausbau-Varianten die zu realisierenden Maßnahmen nicht ausreichen, um die auftretenden Erzeugungsdefizite zu jeder Stunde des Jahres zu decken. Dabei ist entscheidend, dass die Dauer der zusammenhängenden Defizitphasen (über 200 Stunden in 2030) so groß ist, dass z. B. die Kapazitäten von Speichern (ohne Berücksichtigung Methanisierung/Power-to-Gas) für den zu deckenden Energiebedarf nicht ausreichen (Tabelle 1).

Jahr	Flexibilitätsvariante	Extremwerte der Defizitphasen ²			Jahresdefizitmenge
		Leistung [GW]	Energie [GWh]	Dauer [h]	kumulierte Energie [GWh/a]
2020	Var. 1	6,2	26	22	200
	Var. 2	6,2	30	22	220
	Var. 3	7,6	33	21	350
2030	Var. 1	17	450	210	1900
	Var. 2	17	450	210	2100
	Var. 3	17	470	220	3200

Tabelle 1 - Extremwerte der Defizitphasen nach Einsatz aller Optionen (Basisszenario)

Unter Berücksichtigung der „Sterbelinie“ für den bestehenden Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt „Prämissen“) – über die bereits heute als sicher geltenden Kraftwerksneubauten, die Ausschöpfung der Flexibilisierungspotenziale der Bestandsanlagen sowie Umsetzung von Maßnahmen im Bereich DSM, Methanisierung und Speicher hinausgehend – ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an fossilen Kraftwerkskapazitäten (Neubau oder Retrofit/Flexibilisierung von Bestandsanlagen) in Höhe von 7-16 GW bis 2020 bzw. 19-32 GW bis 2030 (vgl. Abbildung 3).

Aufgrund technologiespezifischer Unterschiede zwischen konventionellen Kraftwerken (Synchrongeneratoren, Anschluss großer Einheiten an das Übertragungsnetz) und den dominanten EE-Technologien (Einspeisung über Umrichter vorwiegend in Verteilnetze) erfordert dies nach derzeitigem und absehbarem Stand der Technik einen Mindestbetrieb von konventionellen Kraftwerken mit regional und lastnah verteiltem Anschluss an das Übertragungsnetz. Die Aufgaben sind insbesondere die Bereitstellung ausreichend hoher Kurzschlussströme im Fehlerfall des Netzes zur Verhinderung flächendeckender Blackouts aber auch die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsregelung. Aus anderen Analysen des Gutachters ist bekannt, dass für einen sicheren Systembetrieb eine Leistung von 10 GW an konventioneller Kraftwerksleistung lastnah verteilt über das deutsche Höchstspannungsnetz ständig in Betrieb sein muss.

² Ein Defizit liegt zu einem bestimmten Zeitpunkt dann vor, wenn die Residuallast – nach Glättung durch Einsatz von Flexibilitäten, die eine zeitliche Verschiebung erlauben (Speicher, DSM etc.) – größer ist als die als verfügbar angenommene konventionelle Erzeugungsleistung.

Konventionelle Kraftwerke sind somit auch in Zukunft ein zentraler Garant für die Stabilität des Stromversorgungssystems, da sie neben der Ergänzung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien wesentliche Beiträge zur Netzstabilität (Frequenzhaltung und Kurzschlussstrom-Bereitstellung) und zur Regelfähigkeit des Systems (Spannungshaltung und Wiederanfahrvermögen) leisten.

Trotz Berücksichtigung dieser stabilitätsorientierten Mindest-Einspeisung konventioneller Kraftwerkskapazität ergeben sich erst 2030 merkliche Überschuss-Situationen.

Hier handelt es sich jedoch zumeist um sehr kurze, punktuell aber sehr hohe Überschuss-Leistungen (bis zu 49 GWe) in typischen seltenen Sturm-Wetterlagen. Die über ein Jahr kumulierte Überschuss-Energie beträgt nach Einsatz der vorhandenen Speicheranlagen sowie Nutzung der Import-/Export-Möglichkeiten lediglich rd. 0,5 Prozent der jährlichen EE-Stromerzeugung.

Wenn wie in der Flexibilitätsvariante 1 die Überschuss-Leistung vollständig eingespeichert werden sollte, wären entsprechende Speicher- und DSM-Kapazitäten zu errichten (vgl. Abbildung 3).

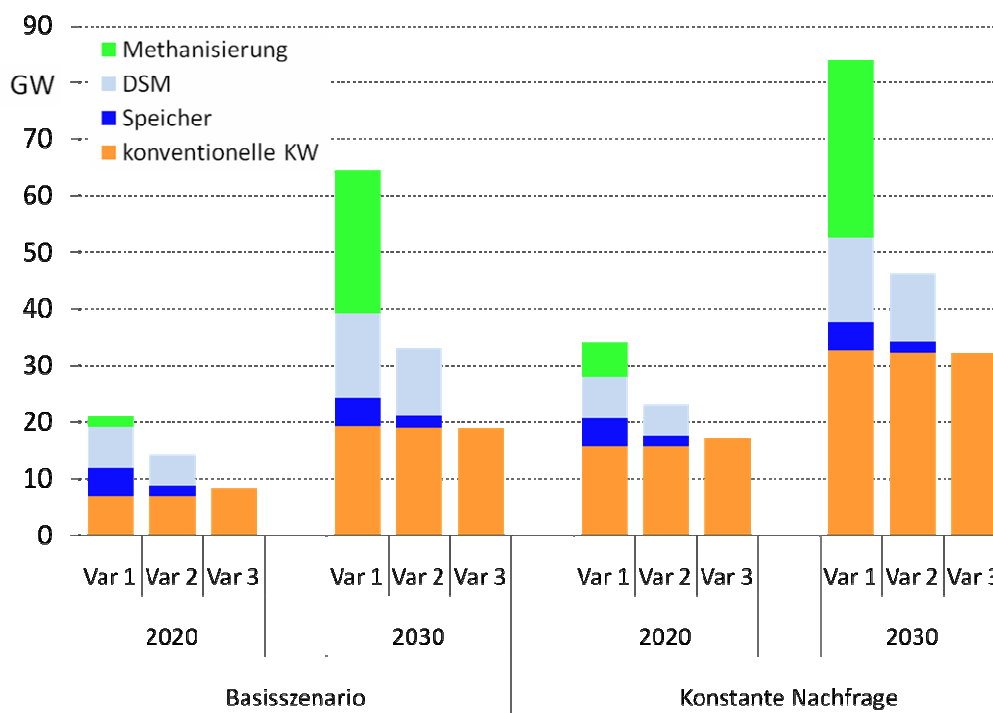


Abbildung 3 - Bereitstellung zusätzlicher Flexibilitäten

Im Hinblick auf die benötigten konventionellen Erzeugungskapazitäten können aus dem Gutachten folgende zentrale Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Abregelung von EE-Anlagen in den seltenen Überschussphasen³ sowie der Einsatz flexibler Kraftwerke in den häufigeren EE-Defizit-Phasen stellt die bei weitem wirtschaftlichste und einfachste Lösung zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität dar (Abbildung 4). Alternativ wäre ein deutlicher Ausbau von Speicher mit einer ausreichenden Kapazität zur Aufnahme der gesamten Überschusserzeugung aus EE-Anlagen und einem Ein- und Ausspeisevermögen in Höhe der Kapazität des fluktuierenden Anteils der EE-Anlagen notwendig. Die zu installierenden Kapazitäten bis über 30 GW würden jedoch zusammen nur rund 1,5 TWh Strom speichern, was einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Speicher unrealistisch macht.

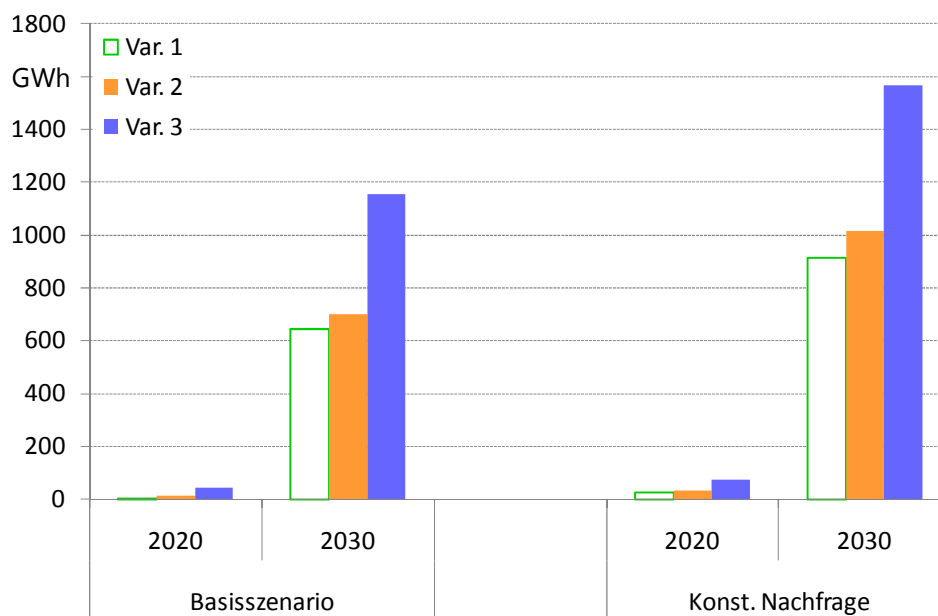


Abbildung 4 - Herabregelung von EE betrifft nur max. 0,5 % der gesamten EE-Erzeugung in 2030

- Die Methanisierung kann ihr Potenzial als Langzeitspeicher in einem größeren Umfang vermutlich erst nach 2030 ausspielen, wenn ausreichend Überschussstrom zur Verfügung steht und weitere Nutzungsoptionen z.B. im Wärme- oder Mobilitätssektor hinzukommen. Mittelfristig ist jedoch auch in begrenztem Umfang eine Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze denkbar; hierdurch würden ein Prozessschritt wegfallen und die Wirtschaftlichkeit der Option Power-to-Gas deutlich erhöht. Auch für den Fall regionaler Engpässe in der Ableitung produzierten EE-Stroms, z. B. durch fehlenden Netzausbau, kann die „power-to-gas“-Technologie eher sinnvoll und wirtschaftlich sein.

³ In 2030 müssten insgesamt weniger als 0,5% der gesamten verfügbaren Erzeugung aus Erneuerbaren Energien abgeregelt werden, um entsprechende Überschüsse zu vermeiden.

- Die Nutzung von Wärmespeichern zur Flexibilisierung des Betriebs von KWK-Anlagen und zur Schaffung von stundenweise verfügbarer Flexibilität ist bereits heute technisch möglich und vergleichsweise preiswert. Gleiches gilt für den Einsatz von „Überschuss-Strom“ aus Erneuerbaren Energien zur Aufladung von Wärmespeichern und damit zur Nutzung in Wärmenetzen. Durch entsprechende Systeme würde in erster Linie eine zusätzliche Last geschaffen, welche eine ggf. notwendige Abregelung von EE-Einspeisung vermindern würde. Zudem führt die Nutzung des „Überschuss-Stroms“ zu Einsparungen und damit indirekter Speicherung von Primärenergie. In Verbindung mit Wärmespeichern ist – bei geeigneten Rahmenbedingungen – dadurch eine reale positive Flexibilität durch temporären stromgeführten Einsatz von KWK-Anlagen erreichbar.
- Der ermittelte zusätzliche Bedarf an fossiler Erzeugungskapazität lässt sich durch den Weiterbetrieb von Bestandskraftwerken (mit und ohne Retrofit) und den Neubau von Kraftwerken decken. Dabei ist zu beachten, dass die mittlere Auslastung aller Kraftwerke in Zukunft weiter erheblich sinken wird. Besonders am oberen Rand der Merit-Order ist dabei mit einer sehr geringen Vollbenutzungsstundenanzahl zu rechnen. Die Opportunität eines Weiterbetriebs von Bestandskraftwerken steigt daher gegenüber dem Neubau von Kraftwerken.
- Ggf. können die hohen Gradienten und damit der Kapazitätsbedarf durch eine rechtzeitige Drosselung der Windenergieerzeugung teilweise noch gesenkt werden. Dieser Aspekt wurde in dem Gutachten nicht detailliert untersucht.
- Auf Grundlage der durchgeführten Betrachtungen erscheint ein Anteil der Stromerzeugung von 50 Prozent aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 möglich. Der vielfach beschworene „Systemkonflikt“ zwischen Erneuerbaren Energien und konventioneller Erzeugung besteht bis zu diesem Zeitpunkt in technischer Hinsicht nicht. Die Anlagen aus dem bestehenden konventionellen Kraftwerkspark werden auch in Zukunft eine wichtige Komponente des Energieversorgungssystems darstellen, da in 2020 noch immer etwa 80 Prozent der heutigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten benötigt werden. Diese Kraftwerke werden als Back-up-Systeme bei unzureichender Erzeugung von EE-Strom vorgehalten. Sie weisen jedoch eine gegenüber der heutigen Situation um durchschnittlich 40 Prozent geringere Auslastung auf. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht gesichert bzw. benötigt entsprechende Preisspitzen.
- Ein marktgetriebener inländischer Ausbau der technisch erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht gesichert. Er erfordert langfristig wirksame und marktbasierende Anreize, die von der Politik zugelassen werden müssen.
- Die aus der Umsetzung der „Energiewende“ entstehenden Herausforderungen können nur auf Grundlage eines ganzheitlichen, alle Wertschöpfungsstufen der Stromversorgung (Erzeugung, Netze, Handel und Vertrieb) einbeziehenden Ansatzes gemeistert werden.

Ansprechpartner:

Dr. Maren Hille
Telefon: +49 30 300199-1300
maren.hille@bdew.de

Florian Leber
Telefon: +49 30 300199-1310
florian.leber@bdew.de