

Kurzfassung

**Verträglichkeit von
erneuerbaren Energien
und Kernenergie im
Erzeugungsportfolio**

Technische und ökonomische Aspekte

Matthias Hundt

Rüdiger Barth

Ninghong Sun

Steffen Wissel

Alfred Voß

Auftraggeber:
E.ON Energie AG, München

Stuttgart, Oktober 2009

Das Wesentliche in Kürze

In der Diskussion um die Zukunft der Kernenergie ist gerade in den letzten Monaten von verschiedenen Seiten postuliert worden, es gäbe einen grundsätzlichen Konflikt zwischen dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien und einem weiteren Betrieb der deutschen Kernkraftwerke bei Aufhebung der Laufzeitverkürzung. Behauptet wird, dass eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau der erneuerbaren Energien behindern würde. Außerdem seien Kernkraftwerke nicht genügend flexibel, um mit großen Mengen kurzfristig schwankender Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen verträglich betrieben werden zu können.

Die dieser Zusammenfassung zugrundeliegende Studie untersucht die folgenden zwei Aspekte dieser Debatte:

- Gibt es bei einer Aufhebung der Laufzeitverkürzung technische und/oder betriebliche Restriktionen, die bei einem hohen Anteil fluktuierender elektrischer Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Integration dieser Erzeugung entgegenstehen?
- Was sind die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Effekte einer Laufzeitverlängerung für ein Elektrizitätssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien?

Hierzu werden die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung (ca. 30 bzw. 40 % an der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2020 bzw. 2030) unterstellt, wobei angenommen wird, dass der überwiegende Anteil von dargebotsabhängigen Nutzungssystemen wie Windkonvertern und Photovoltaikanlagen erzeugt wird. Auch für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass die elektrische Einspeisung aus erneuerbaren Energien privilegiert wird, so dass der konventionelle, im wesentlichen thermische Kraftwerkspark stets nur noch den verbleibenden Teil der Elektrizitätsnachfrage decken muss. Für einen Kraftwerkspark, der sich bei einem „Kernenergieausstieg“ und einer „Laufzeitverlängerung“ der bestehenden Kernkraftwerke ergeben könnte, wird der Kraftwerkseinsatz aus technisch-betrieblicher Sicht untersucht. Darüber hinaus werden die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Wirkungen der beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ abgeschätzt.

Bislang werden Kernkraftwerke in Deutschland überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen im Lastfolgebetrieb gefahren. Die Fähigkeit zum Lastfolgebetrieb ist jedoch ein konzeptbestimmendes Auslegungskriterium und dementsprechend sind die Kernüberwachung und die Reaktorregelung so ausgelegt worden, dass keine nachträgliche Ertüchtigung der Anlagen vorgenommen werden muss. Der Einsatz von Kernkraftwerken ist in einem Bereich von 50 bis 100 % der Nennleistung mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 Prozent der Nennleistung pro Minute im Normalbetrieb bei anlagenschonender Betriebsweise möglich. Kernkraftwerke erlauben somit ähnliche Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie kohlenbefeuerte Kondensationskraftwerke. Insgesamt können die bestehenden Druck- und Siedewasserreaktoren innerhalb von 15 Minuten mit einer Leistung von bis zu 9,6 GW zum Lastfolgebetrieb beitragen.

Die Untersuchungen für die ausgewählten Jahre 2020 und 2030 zeigen, dass die aufgrund der ansteigenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien zunehmend volatile Residuallast in den beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ (hoher Gasanteil bzw. hoher Kernenergieanteil) immer noch zuverlässig aus betrieblicher Sicht gedeckt werden kann. Extremen Gradienten und Niveaus der Residuallast kann in beiden Varianten begegnet werden. Eine wesentliche Rolle hierbei spielen die Speichertechnologien zur Vergleichmäßigung der Residuallast und eine zuverlässige Prognose der stochastischen elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen. Kernkraftwerke würden bei einer Aufhebung der Laufzeitverkürzung zunehmend zum übergeordneten Lastfolgebetrieb herangezogen und ihr Einsatz würde sich gegenüber ihrer heutigen Betriebsweise verringern.

In keinem der beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ oder „Laufzeitverlängerung“ liegt eine eindeutige Überlegenheit hinsichtlich der Flexibilität des konventionellen thermischen Kraftwerksparks vor. Die Aussage, dass die notwendige Betriebsflexibilität eines Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht auch bei weiterer Nutzung der Kernkraftwerke sichergestellt werden könnte, ist nicht begründet.

Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen als hier für das Jahr 2030 unterstellt, wird aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit decken zu können.

Gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ kann im Szenario „Laufzeitverlängerung“ ein Rückgang der jährlichen Systembetriebskosten von 31 % in 2030 erreicht werden. Dies ist vor allem auf verminderte Ausgaben für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate zurückzuführen. Der Ausstieg aus der Kernenergie wäre darüber hinaus mit einem Neubaubedarf an Kraftwerken mit einer Netto-Engpassleistung von circa 22 GW verbunden, der zusätzliche Kosten verursachen würde.

Deutliche Unterschiede ergeben sich auch bei den Großhandelspreisen für Elektrizität. Unter der Annahme eines ausgeglichenen Außenhandels und konstanter CO₂-Zertifikatpreise fallen die Großhandelspreise 2030 im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ um durchschnittlich etwa 16 % geringer aus. Ein Ausstieg aus der Kernenergie würde zu Mehremissionen von 70 Mio. tCO₂ im Jahr 2030 führen. Vergleicht man die kumulierten CO₂-Emissionen in den Jahren 2010 bis 2030, so ergeben sich im Szenario „Kernenergieausstieg“ Mehremissionen von 1280 Mio. tCO₂ (+36 %).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, aus technischer betrieblicher Sicht nicht haltbar ist. Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.

Hintergrund und Zielsetzung

Die Diskussion über die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland und hier insbesondere über eine Aufhebung der Laufzeitverkürzung der deutschen Kernkraftwerke ist in den letzten Monaten intensiver geführt worden. Hierbei stehen neben den Fragen der Auswirkungen auf die Elektrizitätspreise und die CO₂-Emissionen insbesondere auch die Auswirkungen auf die weitere Nutzung und den Ausbau erneuerbarer Energien im Zentrum der Debatte. Beleg dafür sind unter anderem Aussagen und Postulate in Veröffentlichungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [2-4]. Dort heißt es, dass eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau der erneuerbaren Energien bremse, weil Kernkraft und erneuerbare Energien im Systemverbund nicht kompatibel seien.

Als ein wesentlicher Grund dieser behaupteten Nichtvereinbarkeit von Kernkraft und erneuerbaren Energien wird häufig eine mangelnde betriebliche Flexibilität der Kernkraftwerke ins Feld geführt. Kernkraftwerke seien „kaum regelbar“ und häufiges An- und Abschalten werde „schon aus Sicherheitsgründen soweit irgend möglich vermieden“. Kernkraftwerke seien „dafür konstruiert, möglichst gleichmäßig mit 100 % Auslastung zu fahren, also immer gleich viel Strom zu produzieren – unabhängig davon, ob er gebraucht wird oder nicht“ [2].

Eine in die gleiche Richtung gehende Argumentation, dass der erforderliche Ausbau von erneuerbaren Energien mit hohen Anteilen von Grundlastkraftwerken (Kohle und/oder Kernenergie) nicht vereinbar sei, findet sich auch in einem aktuellen Thesenpapier des Sachverständigenrates für Umweltfragen [12] und einer Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e. V. [8]. In beiden Veröffentlichungen wird argumentiert, dass aufgrund der zunehmend fluktuierenden¹ elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Betrieb von Grundlastkraftwerken aus ökonomischer oder technischer Sicht in Zukunft eingeschränkt sei und eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke der Integration erneuerbarer Energien entgegenstehe.

Vor diesem Hintergrund werden in der hier zusammengefassten Studie [10] zwei Aspekte der Debatte um die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken näher untersucht. Erstens wird der Frage nachgegangen, ob es im Falle einer Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke technische und/oder betriebliche Restriktionen gibt, die bei einem hohen Anteil fluktuierender elektrischer Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Integration dieser Erzeugung zur Deckung der Leistungs- und Elektrizitätsnachfrage entgegenstehen. Zweitens werden die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke für ein Elektrizitätssystem mit hohem

¹Nutzungssysteme fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkonverter, Photovoltaikanlagen) zur Elektrizitätserzeugung werden auch „nicht-steuerbare“ oder „nicht-regelbare“ Systeme genannt. Aus technischer Sicht ist diese Bezeichnung nur eingeschränkt zutreffend, da ein Anstieg der elektrischen Einspeisung durch eine Regelung vermieden werden könnte. Aus ökonomischer Perspektive wird die elektrische Einspeisung erneuerbarer Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland privilegiert.

Anteil fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien abgeschätzt. Explizit nicht Gegenstand der Untersuchung ist die grundlegende Frage, ob die angestrebte Ausweitung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien der richtige Weg zu einer wirtschaftlichen, umwelt- und klimaverträglichen und sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland darstellt.

Zur Beantwortung der zuvor dargelegten Fragestellungen wird in der Untersuchung für die exemplarisch betrachteten Jahre 2020 und 2030 ein Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland unterstellt, der, orientiert an den Vorstellungen der Bundesregierung, zu einem Anteil von ca. 30 % an der Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2020 und 40 % im Jahr 2030 führt. Auf der Basis historischer Ganglinien der Nachfragelast, der Windenergieeinspeisung und des Solarstrahlungsangebotes in Deutschland werden dann die Ganglinien der Nachfragelast sowie die Ganglinien der elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen für die Jahre 2020 und 2030, sowie die resultierende Ganglinie der Residuallast² ermittelt, die durch den konventionellen, im wesentlichen thermischen Kraftwerkspark zu decken ist. Die Deckung dieser Residuallast wird dann für einen Kraftwerkspark untersucht, der sich bei einem „Kernenergieausstieg“ und bei einer „Laufzeitverlängerung“ der bestehenden Kernkraftwerke ergeben könnte. Neben den technisch-betrieblichen Aspekten des Kraftwerkseinsatzes bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien werden auch die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Wirkungen der beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ ermittelt.

Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen für diese Untersuchung sind im Kontext aktueller Studien und eigener Arbeiten und Einschätzungen getroffen worden [6, 7]. Der eingeschränkte regionale Betrachtungsraum und der möglichst einfache Vergleich beider Szenarien miteinander erfordert einige vereinfachende Annahmen, die nach Möglichkeit so erfolgen, dass im Sinne der Fragestellung der vorliegenden Untersuchung die Abschätzung konservativ – also verschärfend für die Situation der Grundlast- und insbesondere der Kernkraftwerke – erfolgt.

Für diese Untersuchung ist unterstellt worden, dass im Einklang mit einer wirtschaftlichen Erholung die inländische Netto-Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2012 mit etwa 542 TWh wieder das Niveau der Jahre 2007 und 2008 erreicht und dann konstant bleibt. Zukünftige Austauschsalen werden zu Null angenommen. Bei Fortschreibung historischer Netzverluste entsprechen diese Annahmen einer Netto-Elektrizitätserzeugung (ohne Pumparbeit) von etwa 571 TWh in den Jahren 2020 und 2030. Diese Annahmen sind in dem Sinne der vorliegenden Fragestellung konservativ, da aufgrund einer zunehmenden elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien das Niveau der fluktuierenden

²Unter Residuallast wird im Folgenden die elektrische Nachfragelast abzüglich der elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen verstanden.

Residuallast sinken und eine mögliche ausgleichende Wirkung durch den Elektrizitätsaustausch nicht berücksichtigt wird.

Für die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise wird in beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ nach dem drastischen Preiseinbruch im Jahr 2008 ein moderater Anstieg des Rohölpreises bis 2030 auf 75 US\$₂₀₀₇ angenommen, von dem sich die Entwicklung des Heizöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreises ableitet. Der CO₂-Zertifikatspreis wird für die beiden Betrachtungszeitpunkte mit 30 €₂₀₀₇/tCO₂ angenommen. Tabelle 1 fasst die Annahmen zusammen, die hinsichtlich der Energieträgerpreise mit Blick auf die Systembetriebskosten eines primär fossil-thermischen Kraftwerksparks eine eher konservative Annahme im Sinne der zu untersuchenden Fragestellung darstellen.

	2007	2020	2030
Heizöl	55,9	33,8	37,4
Erdgas	26,3	19,3	20,5
Steinkohlen	9,2	7,7	7,9
Braunkohlen	3,8	4,1	4,4
Kernbrennstoff	2,5	2,5	2,5
CO₂-Zertifikatspreis	0,6	30,0	30,0

Tabelle 1: Entwicklung der Energieträgerpreise frei Kraftwerk [€₂₀₀₇/MWh] und der CO₂-Zertifikatspreise [€₂₀₀₇/tCO₂].

Für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2020 und 2030 wird eine deutliche Ausweitung unterstellt, so dass entsprechend den Zielen der Bundesregierung in 2020 ein Anteil an der Elektrizitätserzeugung³ von rund 31 % erreicht wird. Bis 2030 steigt der Anteil auf etwa 42 % an.

	2007	2020	2030
Wind	40	102	154
... offshore	-	36	88
... onshore	40	65	65
Photovoltaik	3	13	19
Biomasse	24	37	41
Lauf- und Speicherwasser	21	24	24
Summe	88	176	238
Anteil	0,15	0,31	0,42

Tabelle 2: Entwicklung der Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien [TWh] und ihr Anteil an der gesamten Netto-Elektrizitätserzeugung.

Tabelle 2 fasst die Annahmen über die zukünftige Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Elektrizitätserzeugung zusammen. Die dargebotsabhängige Elektrizitätserzeugung aus Windenergie steigt gemäß Annahme von 40 TWh im Jahr 2007 auf 154 TWh im Jahr 2030 an, wobei etwa 88 TWh in Offshore-Windkonvertern erzeugt würden. Für die ebenfalls fluktuierende Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaikanlagen wird davon ausgegangen, dass sie bis 2020 auf 13 TWh und bis 2030 auf 19 TWh ansteigt. Insgesamt

³In dieser Untersuchung werden die Quoten als Anteil an der Netto-Elektrizitätserzeugung ohne Pumpspeicher auszuweisen.

wird unterstellt, dass die Privilegierung der elektrischen Einspeisung aus den Nutzungssystemen erneuerbarer Energien auch zukünftig besteht. Eine von der Bundesregierung angestrebte intensivierte Nutzung der Windkonverter auf dem Meer ist nur bei einem deutlichen Ausbau des Elektrizitätsnetzes vorstellbar. Deshalb wird ebenfalls unterstellt, dass mit dem jüngst in Kraft getretenen Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG) potentielle Netzengpässe bei der Integration der durch offshore-Windkonverter eingespeisten Elektrizität in Zukunft vermieden werden können.

Dynamik der Residuallast

Die Struktur der für diese Untersuchung zugrunde gelegten Residuallast in den Betrachtungsjahren 2020 und 2030 ergibt sich durch die Skalierung ausgewählter historischer Ganglinien der stündlichen Nachfragelast, der viertelstündlichen Windeinspeisung und des halbstündlichen Solarstrahlungsangebotes auf die jeweils angenommenen Energiemengen der elektrischen Nachfragelast und der Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen [9]. Für die Ganglinie der Nachfragelast sind Daten von ENTSO-E (ehemals UCTE) verwendet worden, die jedoch auf die gesamte Netto-Elektrizitätserzeugung (abzgl. Pumparbeit) skaliert wurden. Die Ganglinie der Windeinspeisung ist mit historischen Daten (tatsächliche Windeinspeisung in den Übertragungsnetzgebieten und Windgeschwindigkeiten auf dem Meer des Jahres 2008) und unter der Berücksichtigung eines unterschiedlichen Ausbaupfades für Windkonverter im Inland und auf dem Meer (onshore bzw. offshore) erzeugt worden. Abbildung 1 zeigt für das Betrachtungsjahr 2030 die resultierende Ganglinie der elektrischen Nachfrage- und Residuallast in viertelstündlicher Auflösung.⁴

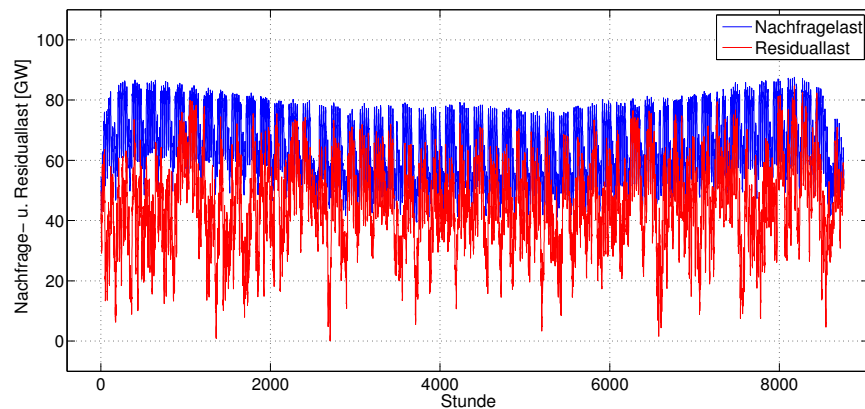


Abbildung 1: Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast im Betrachtungsjahr 2030 (Basis: skaliertes, historisches Winderzeugungsprofil 2008.)

⁴Bei Zugrundelegung von Winderzeugungsprofilen auf der Basis anderer historischer Jahre kann der Verlauf der Residuallast anders ausfallen. Die Grundcharakteristik dürfte sich aber nicht verändern.

Die überwiegende Mehrzahl (über 90 %) der auftretenden Residuallastgradienten liegt in einem Bereich von $-2,3$ bis $+2,4$ GW/15min, allerdings treten auch extreme Gradienten der Residuallast (verursacht durch extreme Gradienten der Windeinspeisung) von bis zu -12 oder $+11$ GW/15min auf.

Kraftwerkspark in 2020 und 2030

Unter den zuvor skizzierten energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen ergeben sich im Rahmen einer kostenorientierten Ausbauplanung die in Abbildung 2 dargestellten Kraftwerkskapazitäten in Deutschland für die Betrachtungsjahre 2020 und 2030, die die heute begonnenen Kraftwerksprojekte [5] als exogene Vorgabe berücksichtigen. Für das Szenario „Kernenergieausstieg“ sind die derzeitigen Restlaufzeiten angenommen worden; für das Szenario „Laufzeitverlängerung“ wurde unterstellt, dass sich die heutigen Kernkraftwerke auch noch im Jahr 2030 in Betrieb befinden.

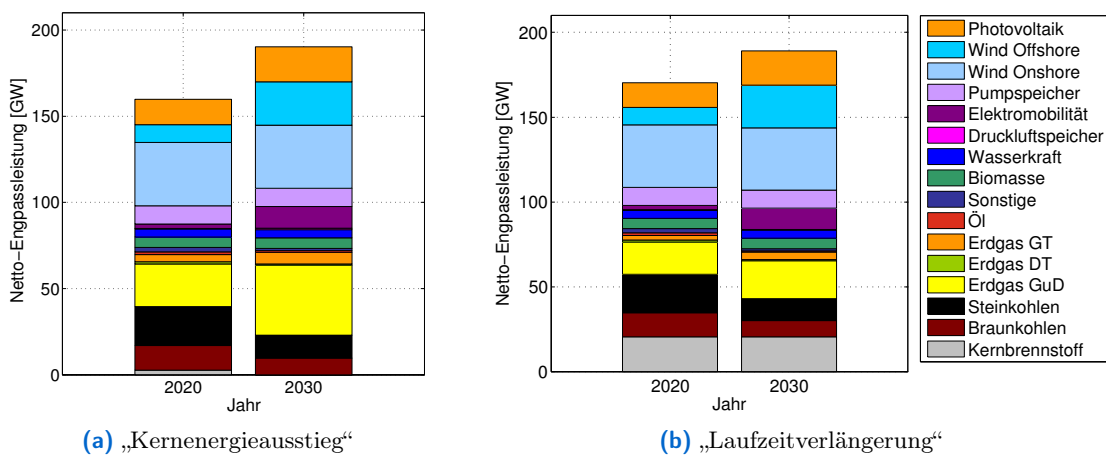


Abbildung 2: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2020 und 2030.

Zum Ausgleich fluktuierender elektrischer Erzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnen Speichersysteme eine zunehmende Bedeutung. In dieser Projektion werden drei Speichertechnologien explizit berücksichtigt: (i) Pumpspeicherkraftwerke, (ii) Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke (als endogene Zubauoption) und mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen.

Es werden die derzeitigen *Pumpspeicherkraftwerke* in Deutschland mit einer elektrischen Gesamtleistung von 6,7 GW sowie diejenigen Anlagen⁵, die von deutschen Betreibern im benachbarten Ausland betrieben werden, in insgesamt acht Kraftwerksklassen berücksichtigt. Von den beiden derzeit in Planung befindlichen Neubauprojekten in Atdorf und

⁵Es handelt sich um insgesamt fünf Anlagen in Österreich, Luxemburg und der Schweiz mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 2,8 GW.

Forbach wird lediglich die erstgenannte Anlage mit Realisierung in 2020 aufgenommen. Bezüglich der *Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke* wird angenommen, dass zusätzlich zu der Anlage in Hundedorf ab dem Jahr 2015 höchstens 800 MW/a an Anlagenkapazitäten zugebaut werden können. Die Annahmen für die Verfügbarkeit *mobiler Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen* orientieren sich am Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 insgesamt eine bzw. fünf Millionen Fahrzeuge in Deutschland in den Verkehr zu bringen, die entsprechend ihren Nutzungsprofilen mit einer Teilkapazität zur Speicherung elektrischer Energie genutzt werden können.

Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke

Die bisherige Infrastruktur der deutschen Elektrizitätsversorgung erlaubt es, die Kernkraftwerke überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen (Kernkraftwerk Unterweser, Philippsburg 1 und Neckarwestheim 1) im Lastfolgebetrieb zu fahren [1]. In Frankreich werden etwa 40 Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb betrieben, um die im Elektrizitätsnetz nachgefragte Last durch ein äquivalentes Angebot an Elektrizität zu decken [13].

Zur Elektrizitätserzeugung aus nuklearer Energie werden in Deutschland sowohl Siedewasserreaktoren als auch Druckwasserreaktoren eingesetzt. Bei beiden Reaktortypen muss der Lastfolgebetrieb im Einklang mit den Systemen zur Überwachung und Regelung der Anlage stehen. Für die heute in Betrieb befindlichen Reaktoren war dies ein konzeptbestimmendes Auslegungskriterium und dementsprechend wurden die Kernüberwachung und die Reaktorregelung so ausgelegt, dass keine nachträgliche Ertüchtigung der Anlagen vorgenommen werden muss [11]. Die Leistungsregelung des Druckwasserreaktors (ca. 70 % der installierten nuklearen Kraftwerksleistung in Deutschland) erfolgt über den Einsatz von Steuerstäben und der im Reaktorkühlmittel gelösten Borsäure und bei Siedewasserreaktoren primär über den Kühlmittelmassenstrom.

Im Vergleich zu den Betriebshandbüchern, in denen alle betriebstechnischen und sicherheitstechnischen Anweisungen für den bestimmungsgemäßen Betrieb der einzelnen Anlagen hinterlegt sind, wird im Rahmen dieser Studie von konservativeren Annahmen für die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und die Mindestleistung ausgegangen. Entsprechend der Auslegung der heute im Betrieb befindlichen Anlagen sind die Kernkraftwerke in Deutschland drei Baulinien bei den Druckwasserreaktoren und zwei Baulinien bei den Siedewasserreaktoren zuzuordnen, vgl. Tabelle 3. Die Baulinien sind durch leicht verschiedene Lastfolgefähigkeiten gekennzeichnet.

Druckwasserreaktoren erlauben sowohl bei Leistungserhöhungen als auch bei Leistungsreduzierungen in einer Zeit von maximal einer Viertelstunde Laständerungen von 50 % der Nennlast ($P_{\min} \geq 50 \%$). Eine noch höhere Lastfolgefähigkeit ist im Bereich oberhalb von 80 % der Nennleistung ($P_{\min} \geq 80 \%$) mit maximalen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 10 % der Nennleistung pro Minute möglich. Darüber hinaus

Reaktortyp	Baulinie	Leistung
Druckwasserreaktor	2	4537 MW
Druckwasserreaktor	3 (Vorkonvoi)	5437 MW
Druckwasserreaktor	4 (Konvoi)	4039 MW
Siedewasserreaktor	69	3885 MW
Siedewasserreaktor	72	2572 MW
Summe		20470 MW

Tabelle 3: Baulinien deutscher Kernkraftwerke.

sind in den Betriebshandbüchern für die Vorkonvoi- und Konvoi-Anlagen Leistungsänderungen bis 80 % der Nennleistung erlaubt ($P_{\min} \geq 20 \%$). Wenngleich sich die Leistung eines Siedewasserreaktors durch die Beeinflussung der Moderatorndichte über den Dampfblasengehalt des siedenden Kühlmittels durch den Kerndurchsatz einfacher regeln lässt, können Siedewasserreaktoren nur mit etwa 40 % der Nennleistung ($P_{\min} \geq 60 \%$) zum Lastfolgebetrieb beitragen. Im oberen Leistungsbereich ($P_{\min} \geq 90 \%$) sind Siedewasserreaktoren mit vergleichbaren Gradienten wie die Druckwasserreaktoren regelbar. Bestimmte Betriebszustände bei Siedewasserreaktoren könnten zu eingeschränkten Leistungsänderungsgeschwindigkeiten führen und die Lastfolgefähigkeit auf etwa ein Prozent der Nennleistung pro Minute verringern.

Im Hinblick auf das technische Potential für den Lastfolgebetrieb ist der Einsatz von Kernkraftwerken in Deutschland mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 Prozent der Nennleistung pro Minute im Normalbetrieb bei anlagenschonender Betriebsweise möglich. Kernkraftwerke erreichen somit vergleichbare Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie kohlenbefeuerte Kondensationskraftwerke. Im oberen Leistungsbereich von über 80 % der Nennleistung kann sogar Lastfolge von bis zu 10 % der Nennleistung pro Minute gefahren werden. Zum Lastfolgebetrieb können Druckwasserreaktoren (mit etwa 7 GW) und Siedewasserreaktoren (mit rund 2,6 GW) in Deutschland innerhalb von 15 Minuten mit einer gesamten Leistung von bis zu 9,6 GW beitragen.

Einsatz konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Residuallast

Die folgende Beschreibung der Integration der fluktuierenden Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien und die Deckung der hierdurch geänderten Residuallast mit unterschiedlichen thermischen Kraftwerkportfolios in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ basiert auf einem gemischt-ganzzahligen und einem linear relaxierten Optimierungsmodell. Diese bestimmen in stündlicher Auflösung für die beiden vorhandenen Kraftwerkportfolios den kostenoptimalen Einsatz. Dabei werden zu jedem Zeitpunkt betriebliche Restriktionen wie Mindestleistung, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten, die durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung zu deckende Wärmenachfrage, die vorzuhaltende Primär- und Sekundärregelreserve sowie Anfah- und Erzeugungskosten und verfügbare Speichermöglichkeiten beachtet.

Die Integration der fluktuierenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien ist in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ zuverlässig möglich. Der verbleibende Residuallastgang kann in beiden Varianten zu allen Stunden gedeckt werden. Hierbei nehmen die Kernkraftwerke im Szenario „Laufzeitverlängerung“ am übergeordneten Lastfolgebetrieb teil.

Abbildung 3 zeigt die jährliche Netto-Elektrizitätserzeugung inklusive Pumparbeit im Jahr 2030 in Abhängigkeit des verwendeten Energieträgers. Entsprechend den vorliegenden Kraftwerkskapazitäten der beiden Szenarien ist ein deutlicher Rückgang des Anteils der Elektrizitätserzeugung durch fossil befeuerte Kraftwerke im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ zu erkennen. Während im Szenario „Kernenergieausstieg“ die Elektrizitätserzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke einen Anteil von 56 % erreicht, beträgt dieser im Szenario „Laufzeitverlängerung“ lediglich 29 %. Ferner nimmt die Auslastung der einzelnen fossil befeuerten Kraftwerke gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ ab. Kernkraftwerke tragen in der Variante „Laufzeitverlängerung“ mit einem Anteil von 27 % zu der gesamten jährlichen Elektrizitätserzeugung bei. Die beiden betrachteten Varianten führen weiterhin zu einem unterschiedlichen Betrieb der abgebildeten Speichertechnologien. So beteiligen sich die Pumpspeicherkraftwerke im Szenario „Kernenergieausstieg“ mit 5,3 TWh, im Szenario „Laufzeitverlängerung“ mit 8,3 TWh an der Lastdeckung. Dieser Anstieg in der Variante „Laufzeitverlängerung“ ist auf eine höhere Opportunität der Speicherung der Elektrizitätserzeugung aus Kernkraftwerken gegenüber der Erzeugung aus Anlagen mit vergleichsweise hohen variablen Erzeugungskosten zurückzuführen. Die mobilen Batteriespeicher mit geringem Speichervolumen weisen dagegen jeweils eine vergleichbare Erzeugung von 5,2 bzw. 4,6 TWh auf. Die Erzeugung der Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke ist mit 0,09 TWh im Szenario „Kernenergieausstieg“ und 0,03 TWh im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gering.

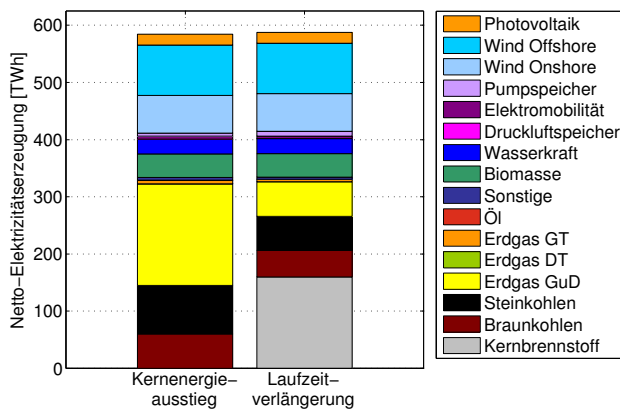


Abbildung 3: Jährliche Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ im Jahr 2030.

Um den Lastfolgebetrieb konventioneller Kraftwerke während Zeitbereichen mit extremen Ausprägungen der Residuallast zu charakterisieren, wird im Folgenden für das Betrachtungsjahr 2030 exemplarisch der Zeitbereich mit der geringsten Residuallast näher betrachtet.

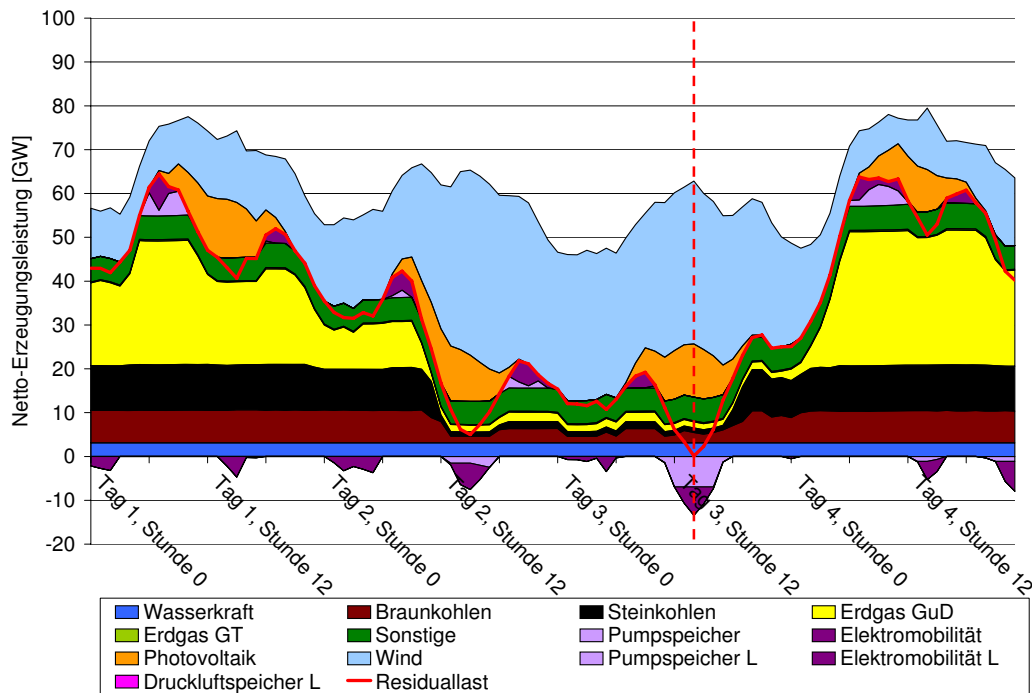


Abbildung 4a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“.

Den Kraftwerkseinsatz zur Stunde mit geringster Residuallast von 0,1 GW (Stunde 14 am 3. Tag) und während der umliegenden Tage zeigt Abbildung 4a für das Szenario „Kernenergieausstieg“ und Abbildung 4b für das Szenario „Laufzeitverlängerung“. In dieser Stunde werden 37,8 GW aus Windkonvertern und 11,5 GW aus Photovoltaikanlagen eingespeist.

Im Szenario „Kernenergieausstieg“ erfolgt zunächst eine schrittweise Reduktion der Erzeugungsleistung der Wärmekraftwerke. Dies betrifft erwartungsgemäß zunächst die gasbefeuchten GuD-Anlagen, ab der Stunde 10 des zweiten Tages auch die kohlenbefeuchten Kraftwerke. Im näheren Zeitbereich der Stunde mit geringster Residuallast verbleibt die Erzeugung der Wärmekraftwerke auf insgesamt niedrigem Niveau. Durch nachfolgendes Be- und Entladen der Pumpspeicher sowie der mobilen Batteriespeicher (Elektromobilität) werden lokale Extrema der Residuallast gedeckt.

Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ (siehe Abbildung 4b) erfolgt ab der elften Stunde des zweiten Tages eine deutliche Reduktion der Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke. Während des betrachteten Zeitabschnittes sind mindestens drei Kernkraftwerke mit variierender Leistung in Betrieb und tragen im Zeitbereich der geringsten Residuallast zum Ausgleich der fluktuierenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien bei. Die anderen Kernkraftwerke sind zeitweise abgeschaltet. Fossil befeuchte Kraftwerke werden in den Stunden vor und während der geringsten Residuallast mit Ausnahme von einzelnen

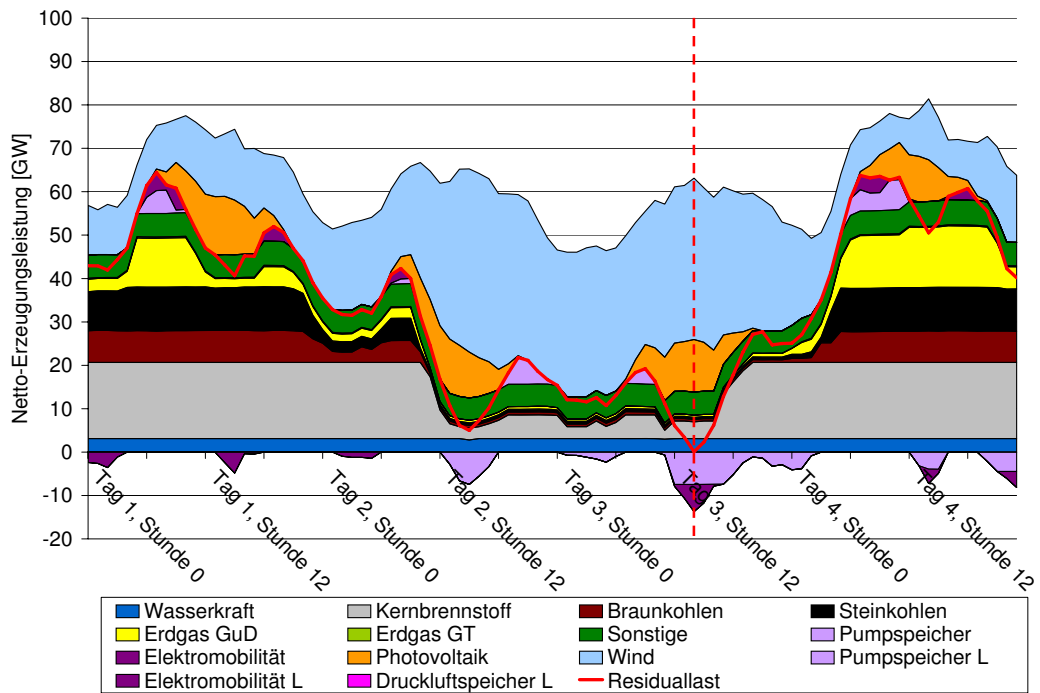


Abbildung 4b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls abgeschaltet. Der nachfolgende Anstieg der Residuallast wird zunächst vorwiegend durch Kernkraftwerke gedeckt. Somit beteiligen sich Kernkraftwerke am übergeordneten Lastfolgebetrieb und am Ausgleich der fluktuierenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien. Vergleichbar zum Szenario „Kernenergieausstieg“ ermöglichen dabei die vorhandenen Speichieranlagen einen gleichmäßigen Betrieb der thermischen Kraftwerke. Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen als hier für das Jahr 2030 unterstellt, wird aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit (Sicherstellung ausreichender Primär- und Sekundärregelreserve) decken zu können.

Lastfolgefähigkeit des Kraftwerksportfolios

Die Analysen des Kraftwerkseinsatzes für die betrachteten Jahre 2020 und 2030 haben gezeigt, dass in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ Veränderungen der Residuallast zu jeder Stunde gefolgt werden kann. Allerdings können unterständig mitunter stärkere Veränderungen auftreten, als in einer rein stündlichen

Auflösung zu beobachten sind. Deshalb sind für diese Untersuchung auf der Basis der viertelstündlichen Ganglinien Zeitpunkte mit extremen unterstündigen Veränderungen in der Residuallast identifiziert worden. Über Abschätzungsrechnungen ist das maximale Potential berechnet worden, das die in Betrieb befindlichen bzw. zusätzlich aktivierbaren Erzeugungseinheiten innerhalb von 15 Minuten zur Leistungsabsenkung bzw. Leistungserhöhung zu diesen Zeitpunkten beitragen können. Die Abschätzungen zeigen, dass zu nahezu allen Zeitpunkten alleine das Kollektiv der Wärmekraftwerke in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ in der Lage wäre, die gesamte Erzeugungsleistung innerhalb von 15 Minuten stärker zu verändern, als es die Gradienten der Residuallast erfordern.

Tabelle 4: Analyse des Lastfolgebetriebs für den Zeitpunkt mit dem größten positiven Gradienten der Residuallast von +10,9 GW/15min im Jahr 2030 (angegebene Zahlen in GW/15min).

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung			
	Drehend	Schnell aktivierbar	Drehend	Schnell aktivierbar		
Steinkohlen DT	0,5	(10,4) [†]	0,0	0,5	(9,9)	0,0
Erdgas GuD	0,9	(32,7)	0,0	1,3	(10,9)	0,0
Erdgas GT	0,1	(0,2)	6,4	0,1	(0,1)	4,2
Erdgas DT	0,0	(0,2)	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Braunkohlen DT	0,6	(7,1)	0,0	0,7	(6,9)	0,0
Kernbrennstoff DT	-	-	-	0,0	(20,5)	0,0
Übrige	1,0	(5,2)	0,6	1,0	(5,2)	0,3
Zwischensumme	<i>3,0</i>	<i>(55,8)</i>	<i>7,0</i>	<i>3,6</i>	<i>(53,6)</i>	<i>4,50</i>
Speicher	22,0 (1,1)		19,6 (3,3)			
Summe	32,0		27,7			

[†] Die Werte in Klammern weisen die Erzeugungsleistungen der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke aus.

Tabelle 4 zeigt für den Zeitpunkt mit dem größten Gradienten der Residuallast von +10,9 GW/15min die erhöhbare Leistung der drehenden (d. h. synchronisiert erzeugenden) und stehenden Kraftwerke innerhalb einer Viertelstunde. Bei letzteren wurden ausschließlich Anlagen erfasst, die innerhalb von maximal 15 Minuten angefahren werden können.

Es wird deutlich, dass zu diesem Zeitpunkt – zu dem sich die Residuallast ebenfalls auf einem relativ hohen Niveau befindet – das Kollektiv der Wärmekraftwerke in beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ zusammen mit den zur Verfügung stehenden Speichersystemen dem Gradienten der Residuallast problemlos folgen kann.

Ökonomische Auswirkungen und CO₂-Emissionen

Die beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ führen zu deutlich voneinander abweichenden Summen der jährlichen Systembetriebskosten in den Jahren 2020 und 2030, siehe Abbildung 5. Gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ wird im Szenario „Laufzeitverlängerung“ ein Rückgang der jährlichen Systembetriebskosten von 26 % im Jahr 2020 und von 31 % im Jahr 2030 erreicht. Dieser Rückgang ist vor allem auf verringerte Aufwendungen für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate zurückzuführen. Darüber hinaus können im Szenario „Laufzeitverlängerung“ zusätzliche Aufwendungen für Investitionen in neue Kraftwerke mit einer installierten Netto-Engpassleistung von circa 22 GW vermieden werden.

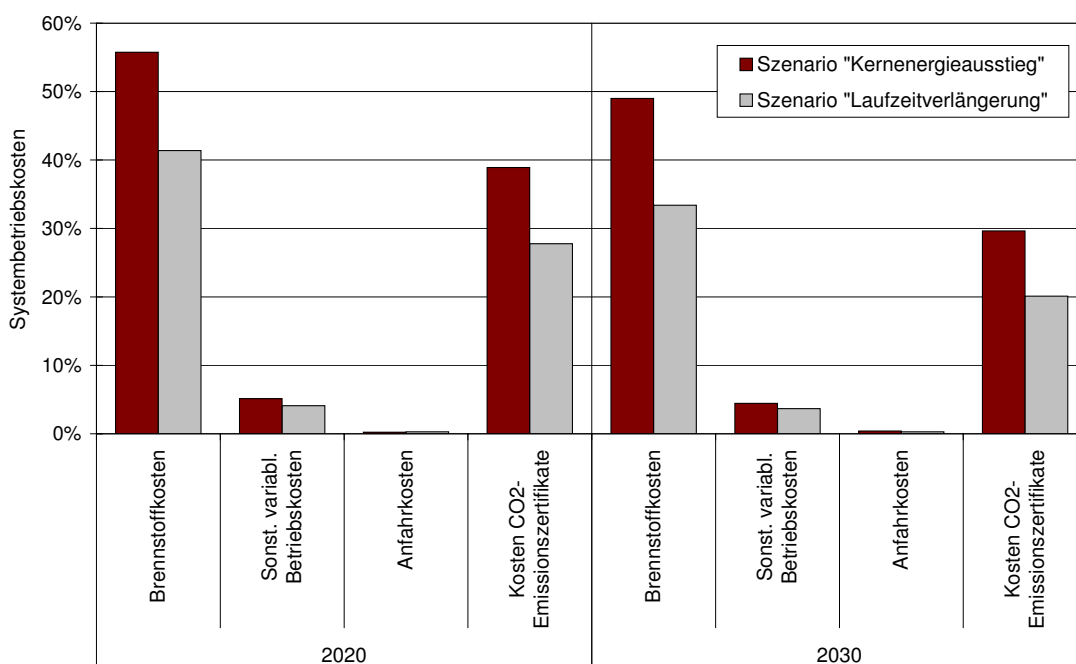


Abbildung 5: Vergleich der Bestandteile der Systembetriebskosten in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ für die Jahre 2020 und 2030. Normierte Darstellung auf die gesamten Systembetriebskosten des Jahres 2020 im Szenario „Kernenergieausstieg“.

Außerdem wirken sich die beiden Szenarien auf die projizierten Großhandelspreise für Elektrizität unterschiedlich aus. Einen qualitativen Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien des Elektrizitätspreises in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ und für die Betrachtungsjahre 2020 und 2030 ermöglicht Abbildung 6. Unter der vereinfachenden Annahme eines ausgeglichenen Außenhandels und konstanter CO₂-Zertifikatepreise verringern sich die Elektrizitätspreise im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“. Die Reduktion des durchschnittlichen Großhandelspreises für Elektrizität beträgt im Jahr 2020 circa 30 % und im Jahr 2030 circa 16 %.

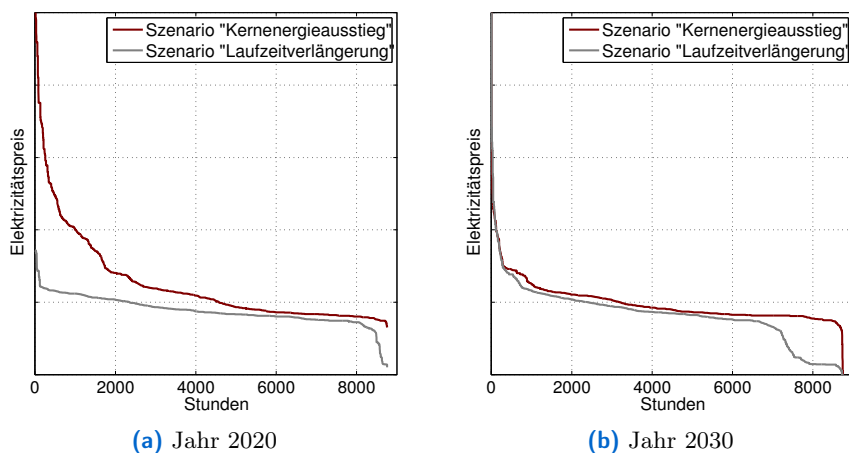


Abbildung 6: Vergleich der Jahresdauerlinien des Großhandelspreises für Elektrizität in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ für die Jahre 2020 und 2030.

Aufgrund der verschiedenen Erzeugungsstrukturen ergeben sich in den beiden Szenarien unterschiedliche CO₂-Emissionen. Im Szenario „Kernenergieausstieg“ sind die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 mit 286 Mio. tCO₂ rund 82 Mio. tCO₂ höher als im Szenario „Laufzeitverlängerung“. Im Jahr 2030 kommt es mit insgesamt 218 Mio. tCO₂ im Szenario „Kernenergieausstieg“ zu 70 Mio. tCO₂ höheren CO₂-Emissionen als im Szenario „Laufzeitverlängerung“. Vergleicht man die kumulierten CO₂-Emissionen, so ergeben sich im Szenario „Kernenergieausstieg“ Mehremissionen von 555 Mio. tCO₂ (+27 %) in den Jahren 2010 bis 2020 und von 1280 Mio. tCO₂ (+36 %) in den Jahren 2010 bis 2030.

Fazit

Ein Ausbau der Nutzungssysteme erneuerbarer Energien zur privilegierten Elektrizitätserzeugung gemäß den derzeitigen Plänen der Bundesregierung wird zu einem deutlich extremeren Verlauf der Residuallast führen, die durch das konventionelle Kraftwerkskollektiv gedeckt werden muss. Die Gradienten der Residuallast werden sich bis 2030 gegenüber der heutigen Situation mitunter mehr als verdreifachen und insgesamt wird der Verlauf der Residuallast deutlich volatiler und im gesamten Niveau sinken.

Die in Deutschland in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke können aufgrund ihrer technischen Auslegung durchaus für den Lastfolgebetrieb genutzt werden. Für alle Kernkraftwerke ergibt sich bei konservativer Abschätzung ein Leistungsbereich von bis zu 9,6 GW mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 %/min, mit denen sie ohne Einschränkungen zum Lastfolgebetrieb genutzt werden können.

Die für die Jahre 2020 und 2030 exemplarisch durchgeführten Analysen zum Kraftwerksbetrieb bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

(ca. 42 % in 2030) zeigen, dass in keinem der beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ oder „Laufzeitverlängerung“ eine eindeutige Überlegenheit hinsichtlich der Flexibilität des thermischen Kraftwerksparks vorliegt. Die Aussage, dass die notwendige Betriebsflexibilität eines Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht auch bei weiterer Nutzung der Kernkraftwerke sichergestellt werden könnte, ist aus technischer Perspektive nicht zu begründen.

Bei zunehmenden Anteilen fluktuierender Elektrizitätserzeugung und steilen Verläufen der Residuallast werden sich auch Kernkraftwerke bei einer Laufzeitverlängerung am übergeordneten Lastfolgebetrieb beteiligen. Extremen Gradienten und Niveaus der Residuallast kann in beiden Varianten begegnet werden.

In den für diese Untersuchung detailliert ausgewerteten Zeitabschnitten der Betrachtungsjahre 2020 und 2030 hat es keinen Zeitpunkt gegeben, in dem die fluktuierende elektrische Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen nicht im Elektrizitätssystem hätte integriert werden können. Eine wesentliche Rolle hierbei spielen die Speichertechnologien zur Vergleichmäßigung der Residuallast und eine zuverlässige Prognose der stochastischen elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen. Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen als hier für das Jahr 2030 unterstellt, wird aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit decken zu können.

Aus der ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Perspektive wird deutlich, dass eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke unter den in dieser Untersuchung getroffenen Annahmen zu reduzierten Aufwendungen für Brennstoffe und geringeren CO₂-Emissionen und dafür erforderlichen Zertifikaten führt. Dies würde insgesamt die Systembetriebskosten deutlich reduzieren. Der Ausstieg aus der Kernenergie wäre darüber hinaus mit einem zusätzlichen Neubaubedarf an Kraftwerken verbunden. Außerdem wäre unter den getroffenen Annahmen mit einem signifikant höheren Niveau des Großhandelspreises für Elektrizität im Falle eines Kernenergieausstiegs zu rechnen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, aus technisch-betrieblicher Sicht nicht haltbar ist. Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.

Literatur

- [1] ATW: Kernkraftwerke in Deutschland, Betriebsergebnisse 2008. In: *International Journal of Nuclear Power* 2009

- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Atomkraft – kein Weg für die Zukunft. Berlin, 2009. – Themenpapier
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Gabriel: Panikstimmung in der Atombranche / BMU-Pressedienst Nr. 133/09. Berlin, 2009. – Pressemitteilung
- [4] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Hindernis Atomkraft : Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien. Berlin, 2009. – Kurzstudie
- [5] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): 60 Kraftwerke bis 2018 geplant. Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch in Deutschland gesunken“. Berlin, 2009. – Anlage zur Pressemitteilung
- [6] ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN (EWI) ; PROGNOSE: Energiereport IV : Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Schlussbericht. Köln, Basel, 2005. – Forschungsbericht
- [7] EUROPÄISCHE KOMMISSION: European Energy and Transport : Trends to 2030 – Update 2007. Brüssel, 2008. – Forschungsbericht
- [8] FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“. Berlin, 2009. – Hintergrundpapier zu einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e. V. (BEE)
- [9] HUNDT, Matthias ; BARTH, Rüdiger: Einfluss hoher Anteile erneuerbarer Elektrizitätserzeugung auf die Dynamik der Residuallast / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, in Erscheinung. – Arbeitsbericht
- [10] HUNDT, Matthias ; BARTH, Rüdiger ; SUN, Ninghong ; WISSEL, Steffen ; VOSS, Alfred: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio : Technische und ökonomische Aspekte / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, 2009. – Studie im Auftrag der E.ON Energie AG
- [11] MÜLLER, Karl: Lastfolgebetrieb und Primärregelung : Erfahrungen mit dem Verhalten des Reaktors. In: KERNTECHNISCHE GESELLSCHAFT (Hrsg.): *Fachtagung Reaktorbetrieb und Kernüberwachung*. Dresden, 2003
- [12] SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN (SRU): Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung. Berlin, 2009. – Thesenpapier
- [13] SCHNEIDER, Mycle ; THOMAS, Steve ; FROGGAT, Antony ; KOPLOW, Doug: Der Welt-Statusreport Atomindustrie 2009 unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Fragen / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2009. – Forschungsbericht