SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung

Expertise (Dezember 2010)

Materialien zur Umweltforschung 44

Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung

Expertise für den SRU

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Kassel
FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb

Dezember 2010

Autoren:

Dr. Michael Sterner, Norman Gerhardt, Dr. Carsten Pape,
Yves-Marie Saint-Drenan, Amany von Oehsen, Dr. Kurt Rohrig

Auftraggeber:

Sachverständigenrat für Umweltfragen
Geschäftsstelle
Luisenstraße 46
10117 Berlin
Tel: +49 – (0) 30 – 26 36 96 - 0
E-Mail: info –at– umweltrat.de

Ansprechpartner:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik (IWES) Kassel
Königstor 59
D-34119 Kassel
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 0

Dr.-Ing. Michael Sterner
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 361
E-Mail: michael.sterner –at– iwes.fraunhofer.de

Inhalt

1	**Einleitung**	**2**
2	**Beschreibung des Fraunhofer IWES Modells SimEE und Methodik**	**3**
2.1	Stromverbrauch	3
2.2	Windkraft	3
2.3	Photovoltaik	4
2.4	Wasserkraft	4
2.5	Biomasse	4
2.6	Geothermie	5
2.7	Konventioneller Kraftwerkspark	5
3	**Auswertung und Analyse des SRU-Szenarios anhand dynamischer Simulation des Szenariojahres 2020**	**7**
3.1	Der SRU-Entwicklungspfad für den Systemübergang	7
3.2	Generelle Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den konventionellen Kraftwerkspark	8
3.3	Systemkonflikt zwischen erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung	10
3.4	Optionen der Flexibilisierung zur Entschärfung des Systemkonflikts	12
3.5	Grenzen der Flexibilisierungsoptionen	13
4	**Schlussfolgerungen und Ausblick**	**17**
4.1	Schlussfolgerungen	17
4.2	Ausblick und Handlungsempfehlungen	18
5	**Literatur**	**19**

1 Einleitung

Die Klimawissenschaft geht davon aus, dass Industrieländer wie Deutschland ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95% reduzieren müssen, wenn ein gefährlicher Klimawandel verhindert werden soll (IPCC 2007). Der Europäische Rat hat diesem Ziel im Oktober 2009 politische Rückendeckung verliehen (Europ. Rat 2009). In Deutschland stützen sich anspruchsvolle politische Klimaziele auf einen breiten gesellschaftlichen Rückhalt. Die Bundesregierung hat das nationale Ziel bestätigt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40% gegenüber 1990 zu reduzieren, und auch die Notwendigkeit einer weiteren Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80% bis 2050 bestätigt (CDU et al. 2009).

Die Stromversorgung ist ein Schlüsselbereich der deutschen Energie- und Klimapolitik, da sie einerseits in ihrer aktuellen Form für etwa 40% der gesamten deutschen CO_2-Emissionen verantwortlich ist, sich aber andererseits die Rahmenbedingungen und Handlungsmöglichkeiten zur Emissionsminderung im Strombereich vergleichsweise günstig darstellen. Deshalb wird es auch bei einem Minderungsziel für Treibhausgase von nur 80% bis 2050 notwendig sein, die Stromversorgung vollständig zu dekarbonisieren.

Ein großer Teil der bestehenden deutschen Stromerzeugungskapazitäten muss im Verlauf der kommenden zwei Jahrzehnte ersetzt werden, da viele Kraftwerke vor dem Ende ihrer ökonomisch-technischen Betriebsdauer stehen. Heutige Investitionsentscheidungen werden die Struktur des Stromsektors, aber auch seine Emissionen, auf Jahrzehnte prägen und sind somit entscheidend dafür, ob mittel- und langfristige Klimaschutzziele erreicht werden.

Die aktuellen Arbeiten des SRU (SRU 2010) zeigen, dass eine vollständig erneuerbare Stromversorgung bis zum Jahr 2050 nicht nur dauerhaft umweltgerecht und technisch realisierbar, sondern auch mit den Erzeugungskosten eines konventionellen Energieträgermixes vergleichbar ist.

Entscheidend für eine erfolgreiche Energiewende ist der Umbau der konventionellen Energiewirtschaft hin zu einer regenerativen. Innerhalb dieses Umbaus, der Transformation des deutschen Energiesystems, kommt es besonders im Stromsektor zu Konflikten. Dieser potentielle Systemkonflikt soll im Rahmen dieser Expertise aufgezeigt werden.

Dazu wird das vorgegebene SRU-Szenario für die deutsche Stromversorgung für das Stützjahr 2020 simuliert und ausgewertet. Das Jahr 2020 wurde ausgewählt, da davon auszugehen ist, dass ab diesem Zeitpunkt im Zeitraum 2020 bis 2030 die mit der Transformation verbundenen technischen und wirtschaftlichen Systemkonflikte zwischen regenerativen und konventionellen Erzeugern deutlich werden.

2 Beschreibung des Fraunhofer IWES Modells SimEE und Methodik

Um die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Energiewirtschaft und die Anforderungen zu ihrer Integration bewerten zu können, ist eine möglichst genaue Bestimmung ihrer Einspeisecharakteristik erforderlich. Dazu ist eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Simulation der EE-Einspeisung notwendig. In diesem Abschnitt wird das am Fraunhofer IWES entwickelte Simulations-Modell SimEE beschrieben. Die derart ermittelten Summenganglinien der kumulierten Einspeisung der einzelnen Technologie bilden die Grundlage für die Optimierungsalgorithmen zum Einsatz der verschiedenen Ausgleichsoptionen für die zunehmend auftretenden Fluktuationen in der Stromversorgung auf der Erzeugerseite.

2.1 Stromverbrauch

Als Basis für den Energieverbrauch wird der Bruttostromverbrauch Deutschlands verwendet. Von Seiten der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) wird der Verbrauch der öffentlichen Versorgung (ohne Industrie- und Bahnstrom) als aggregierte Stundenmittelwerte ab dem Jahr 2006 veröffentlicht. Diese Daten werden auf den Energieverbrauch des Szenariojahres - unter Berücksichtigung der entsprechenden Einsparung durch Effizienzmaßnahmen - linear extrapoliert und als Grundlage für die Lastzeitreihen verwendet.

2.2 Windkraft

Meteorologische Eingangsdaten der Windkraftsimulation bilden die Windgeschwindigkeiten des COSMO-EU-Modells des DWD auf einem 14 x 14 km² Raster (3027 Planflächen) innerhalb Deutschlands. Die regionale Verteilung der installierten Windleistung wird auf Basis des aktuellen Windkraftanlagenbestandes (Stand 2009) sowie eines Szenarios für die Installation neuer Anlagen erzeugt. Für die regionale Verteilung des Zubaus werden als Standortfaktoren die verfügbare Fläche (Städte, Wald, Naturschutzgebiete und ähnliches werden ausgeschlossen) sowie die Windressource berücksichtigt. Es wird ein standortspezifischer gradueller Zuwachs der Nabenhöhen und Auslegung (Generatorleistung/Rotordurchmesser) für neue Anlagen angenommen.

Die Leistungsabgabe der Windkraftanlagen wird auf Basis der Leistungskennlinien und Position des Anlagenbestandes 2009 sowie der zugebauten Anlagen berechnet. Die Leistungskennlinien der Windkraftanlagen werden mit einer Normalverteilung geglättet um Fluktuationen der Windgeschwindigkeiten im Substunden-Bereich sowie im Subpixel-Bereich Rechnung zu tragen. Ebenso werden aerodynamische Verluste durch gegenseitige Abschattung von Windkraftanlagen in Windparks berücksichtigt. Das Modell wurde mithilfe von realen Windleistungszeitreihen für Deutschland für den heutigen Anlagenbestand kalibriert.

Die meteorologischen Eingangsdaten für die Simulation der Offshore-Windkrafteinspeisung basieren ebenfalls auf Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-EU-Modell des DWD. Das Ausbauszenario für die Offshore-Windkraft wurde auf Grundlage der bisher genehmigten und beantragten Flächen für Offshore-Windparks sowie weiteren nach Kriterien des Raumordnungsplans geeigneten Flächen erstellt. Hierbei erfolgt der Zubau neuer Parks unter Berücksichtigung der Parameter Antragsstatus, Wassertiefe sowie Entfernung zur Küste. Die Zunahme der durchschnittlichen Anlagengröße bedingt ebenfalls eine Zunahme der Nabenhöhe und damit der Erträge. Da die im Strombedarf berücksichtigten Netzverluste nicht die zusätzlichen Verluste für die Anbindung der Offshore-Windparks an die Netzanschlussknoten an Land einschließen, wurden hierfür zusätzliche Leitungsverluste von 4% der Erzeugungsleistung angesetzt. Für die Bestimmung der Leistungsabgabe wurden Leistungskennlinien heute verwendeter Offshore-Windkraftanlagen zugrunde gelegt, diese jedoch mit einer Sturmregelung versehen. Erste Vergleiche zwischen dem Modell und ersten Einspeisezeitreihen von Alpha Ventus zeigen eine gute Übereinstimmung.

2.3 Photovoltaik

Das Modell für die PV-Erzeugung hat ebenso wie das Windmodell eine örtliche Auflösung von 14 x 14 km². Die solaren Einstrahlungsdaten (horizontale Globalstrahlung) entstammen dem Helioclim-3 Datensatz. Für die Simulation des Wirkungsgradrückgangs der Solarmodule bei erhöhter Temperatur werden Temperaturdaten des DWD verwendet. Das Modell berücksichtigt unterschiedliche Anlagenkonfigurationen (Modulausrichtung und Neigung, Montageart etc.) mit einem statistischen Ansatz, der auf Auswertungen des deutschen Anlagenbestands basiert. Für die Wechselrichter und Module werden spezielle Modelle verwendet. Die Verteilung der zurzeit installierten Kapazität basiert auf den EEG-Stammdaten. Die räumliche Verteilung des Zubaus wird über eine Korrelation mit der solaren Ressource und der Bevölkerungsdichte simuliert.

2.4 Wasserkraft

Eingangsdaten für die Erzeugung der Wasserkrafteinspeisung bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Es werden Abflussraten der Flüsse berücksichtigt, für die im Jahr 2004 Anlagen größer 1 MW verzeichnet sind. Zur Berücksichtigung der fehlenden Kraftwerksleistung wird die simulierte Einspeisung auf die vorgegebene Jahresenergie in den Szenariojahren hochskaliert. Die deutschen Speicherwasserkraftwerke werden aufgrund der Anforderung der Schifffahrt und anderer Einflussfaktoren vereinfacht als nicht regelbar angenommen.

2.5 Biomasse

Die Einspeisung von biogenem Strom wird auf Basis der durch die Szenarien vorgegebenen Jahresenergie aus Biomasse unter Berücksichtigung des Wetterjahres (Heizbedarf) simuliert.

Um die Biostrom-Einspeisung realistisch nachzubilden wurden folgende Unterteilungen getroffen:

- wärmegeführte Kraftwerke
    - Holzheizkraftwerke – ORC-Anlagen, u. a.
    - Biomethan-BHKW und Pflanzenöl-BHKW, sowie Holzgas-HKW
- stromgeführte Kraftwerke
    - Altholz-Kraftwerke
    - Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, Klärgas

Basierend auf den stündlichen Temperaturwerten gewichtet über die Bevölkerungsdichte wird mittels der Heizgradtagzahl-Methode und Annahmen typischer Volllaststundenzahlen der durchschnittliche Wärmelastverlauf ermittelt. Für die wärmegeführte Einspeisung erfolgte eine Trennung des Wärmelastgangs in einen KWK-Anteil und einen durch Spitzenlastkessel gedeckten Anteil. Im Fall der stromgeführten Kraftwerke wird dagegen vereinfacht eine Bandlast-Einspeisung angenommen.

2.6 Geothermie

Die Geothermieeinspeisung wird aggregiert auf Basis der durch die Szenarien vorgegebenen Leistung simuliert. Analog zur Ermittlung der Biomassesummenganglinien wird zwischen wärmegeführten Anlagen (Nahwärmenetze) und Anlagen mit konstanter Einspeisung unterschieden. Im Fall der wärmegeführten Anlagen bildet die Temperatur des Thermalwassers die physikalische Eingangsgröße. Um in Abhängigkeit des Heizbedarfs Wärme (Wärmelastgang) aus dem Thermalwasserstrom auszukoppeln, wird zwischen Reihenschaltung von Kraftwerk und Heizwerk im Sommer und Parallelschaltung im Winter unterschieden. Im Gegensatz zur Bioenergie kann dementsprechend im Sommer ein höherer Stromanteil als in der Heizperiode erreicht werden.

2.7 Konventioneller Kraftwerkspark

Das Modell der Kraftwerkseinsatzplanung basiert auf einer Optimierung der Lastdeckung nach Merit-Order für einen vorgegebenen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Parametern typischer Modellkraftwerke. Die Merit-Order bestimmt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke auf Basis steigender betriebsabhängiger Erzeugungskosten (variable Stromgestehungskosten) bzw. auf Basis der Zuwachskosten (Teillastausgleich mehrerer Kraftwerke im Betriebspunkt gleicher Zuwachskosten). Der Kraftwerkspark wird vereinfacht auf fünf Kraftwerkstypen ohne KWK (Kernkraftwerk, Braunkohle-KW, Steinkohle-KW, Erdgas-GuD-KW, Erdgas-Gasturbine) begrenzt. Die Anzahl und Leistung der Kraftwerke ergibt sich aus der Sterbelinien, die aus der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes abgeleitet werden (UBA, 2010). Das Modell ermittelt die Einspeisung der einzelnen Kraftwerke wie sie sich unter Annahme eines idealisierten Marktes ergeben würde.

Für die Kraftwerkseinsatzplanung werden die folgenden für die einzelnen Kraftwerkstypen typischen technischen und wirtschaftlichen Parameter verwendet (Konstantin 2007, TUM 2005, Grimm 2007, FfE 2008, dena 2010):

- Mindeststillstandzeiten
- Anfahrtsdauer (bei Kaltstart, Warmstart, Heißstart)
- Mindestbetriebszeiten
- Möglicher Teillastbetrieb
- Technische Verfügbarkeit

Anfahrkosten und Kosten der Teillastverluste werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

3 Auswertung und Analyse des SRU-Szenarios anhand dynamischer Simulation des Szenariojahres 2020

3.1 Der SRU-Entwicklungspfad für den Systemübergang

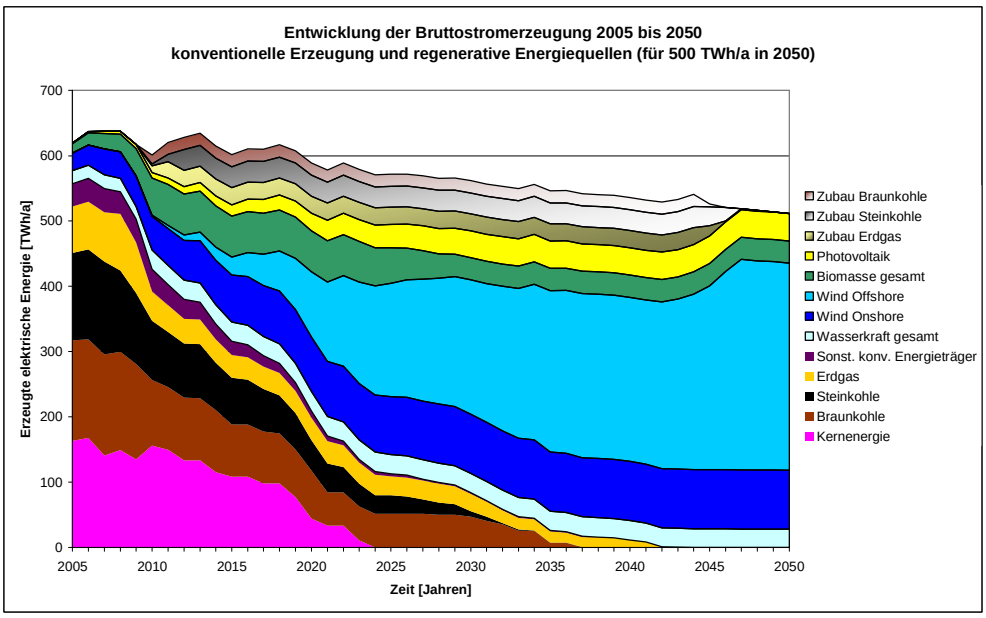
Umstrittener Gegenstand der aktuellen energiepolitischen Diskussion ist die Frage, wie und in welchem Zeithorizont der Übergang in ein regeneratives Zeitalter gestaltet werden kann und was dies für die Energiepolitik der Gegenwart bedeutet. Insbesondere zur Rolle von Kern- und Kohlekraftwerken in den kommenden Jahrzehnten wird eine kontroverse Debatte geführt.

Der in Abbildung 3-1 skizzierte Entwicklungspfad des SRU-Szenarios geht von einem nur noch begrenzten Zubau konventioneller Kraftwerke (heute im Bau befindlichen Kohle- sowie alle in Bau und Planung befindlichen Gaskraftwerke) und von einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für konventionelle Kraftwerke aus. Entsprechend laufen die konventionellen Kapazitäten über die Zeit aus. Die Abbildung zeigt, welcher Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten über die Jahre bis 2050 notwendig wäre, um jahresbilanziell die verbleibende Nachfrage zu decken. Die jährlichen Zubauten an installierter Leistung für die unterschiedlichen Technologien wurden so gewählt, dass im Jahr 2050 ein kostenoptimierter Mix erneuerbarer Energieträger erreicht wird (SRU 2010).

Der schrittweise Übergang zu einer regenerativen Stromversorgung lässt sich transformativ gestaltet, indem konventionelle Kraftwerke sukzessive weniger Strom liefern und teilweise vom Netz gehen und durch erneuerbare Erzeugungskapazitäten ersetzt werden. Der jährliche Zubau an regenerativen Kapazitäten müsste im SRU-Szenario bis 2020 durchschnittlich 6 GW pro Jahr betragen. Diese Ausbauraten würden den Trend der vergangenen Jahre fortsetzen bzw. teilweise geringer ausfallen (Beispiel 2010). Nach 2020 verlangsamt sich dieser forcierte EE-Ausbau.

Abbildung 3-1: Übergangszenario Bruttostromerzeugung Deutschland bis 2050 (Laufzeit konventionelle Kraftwerke: 35 Jahre).

Quelle: (SRU 2010).



3.2 Generelle Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den konventionellen Kraftwerkspark

Um die Auswirkungen der regenerativen Einspeisung auf den konventionellen Kraftwerkspark zu verdeutlichen, wurden die Summenganglinien für die einzelnen regenerativen Energieträger nach den Vorgaben des SRU-Szenarios für das Jahr 2020 mit Hilfe des IWES-Modells SimEE erzeugt. Diese basieren auf den Wetterdaten des meteorologischen Jahres 2007.

Die Einspeisung aus allen regenerativen Energiequellen wurde gemäß der vorrangigen Einspeisung nach EEG vom Stromverbrauch (Last) für das Szenariojahr 2020 abgezogen. Der verbleibende Strombedarf, der vom konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist, stellt die Residuallast dar (Abbildung 3-2).

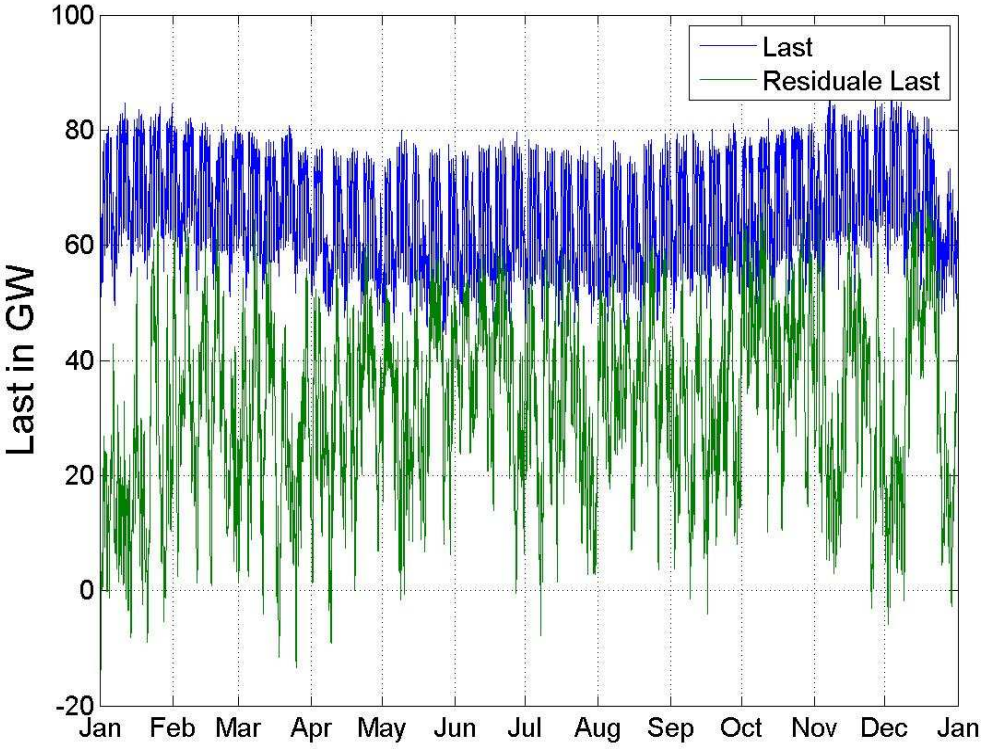


Abbildung 3-2: Einfluss der EE-Einspeisung auf den Lastverlauf der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Residuallast des Jahres 2020.

Quelle: eigene Berechnungen.

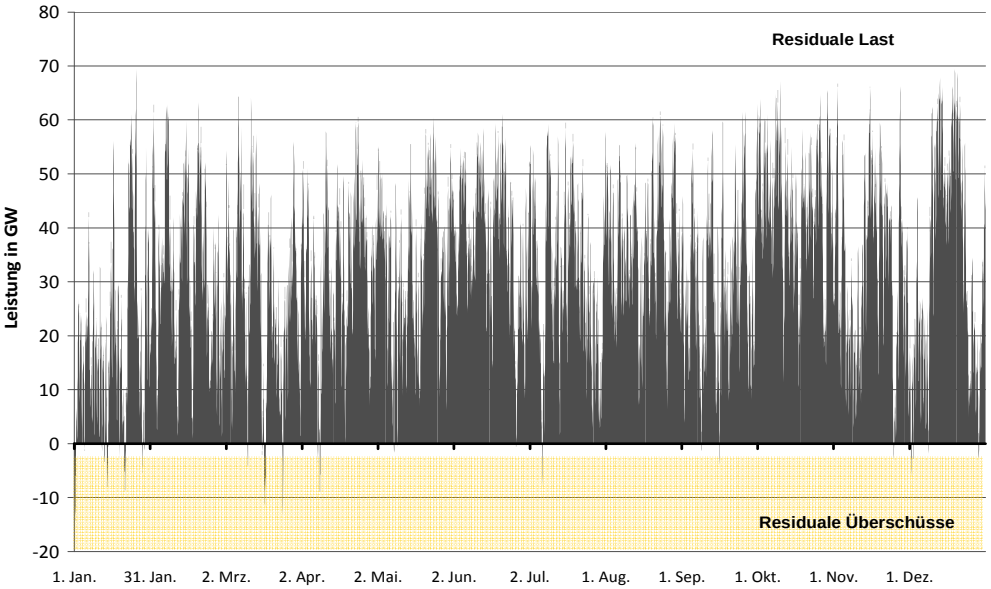


Abbildung 3-3: Residuallast und EE-Überschüsse des Jahres 2020.

Quelle: eigene Berechnungen.

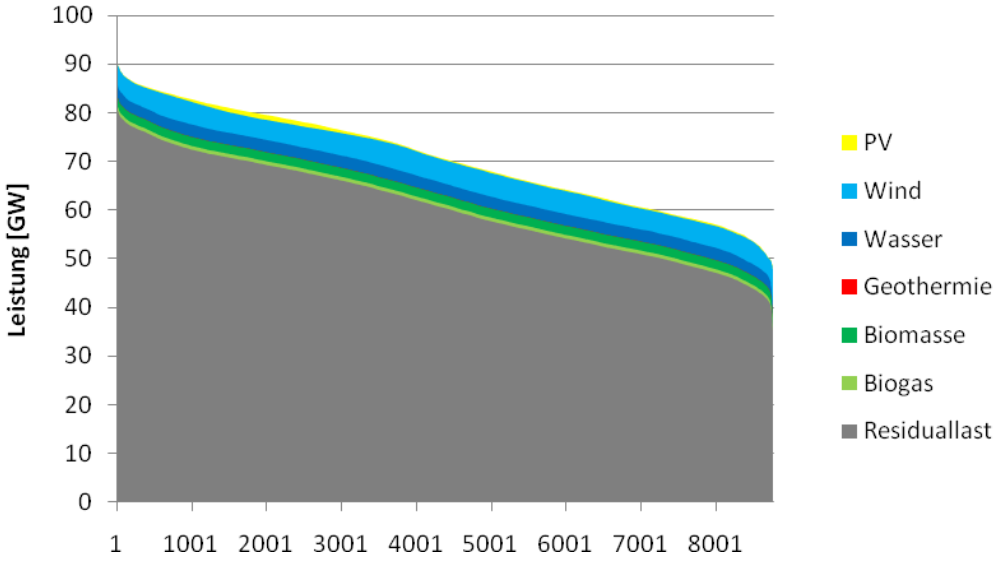
Bedarf an Grundlastkraftwerken sinkt

Die Fluktuationen der Wind- und PV-Einspeisung führen zu deutlich höheren Lastschwankungen als der Einfluss der Stromverbraucher. Damit steigt die Anforderung an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks. Gemäß den Vorgaben des SRU-Szenarios kommt es 2020 bereits zu Situationen an denen die nationale EE-Erzeugung den nationalen Stromverbrauch bei idealem Netzausbau übersteigt. Zugleich werden zunehmend Bereiche von Mittel- und Grundlast von regenerativen Quellen gedeckt, was zu einem abnehmenden Bedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken führt (Abbildung 3-3).

Anhand der Jahresdauerlinie wird der Einfluss der regenerativen Einspeisung auf die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks deutlich. Während dieser Einfluss 2007 noch relativ gering war (Abbildung 3-4), wird er im Szenariojahr 2020 umso deutlicher (Abbildung 3-5).

Abbildung 3-4:: Einfluss der EE-Einspeisung auf die Jahresdauerlinie des konventionellen Kraftwerksparks des Jahres 2007.

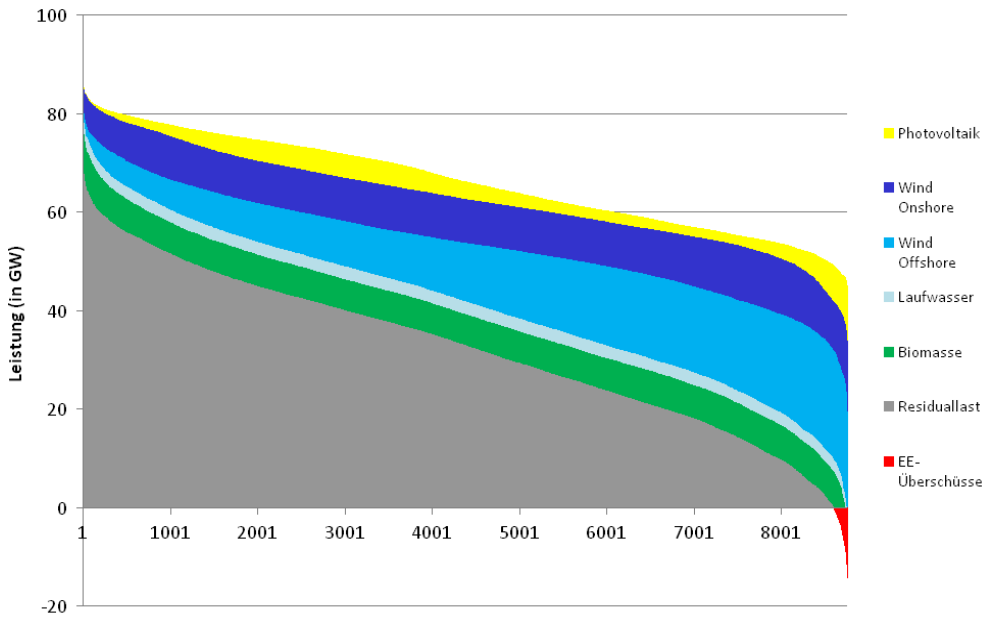
Quelle: eigene Berechnungen.



Während der Leistungsbedarf (Kapazität zur Abdeckung der Jahreshöchstlast – linke Bildseite) nur gering abnimmt, sinkt die Auslastung (d.h. die Volllaststunden) des Kraftwerksparks deutlich. Zur Stromversorgung wird nur noch etwa eine Kapazität von 20 GW konventioneller Grundlastkraftwerke mit einer Auslastung von mehr als 7000 Volllaststunden benötigt (Abbildung 3-5).

Abbildung 3-5:: Einfluss der EE-Einspeisung auf die Jahresdauerlinie des konventionellen Kraftwerksparks des Jahres 2020.

Quelle: eigene Berechnungen.



3.3 Systemkonflikt zwischen erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung

Wird im Gegensatz zu dem im SRU-Szenario vorgestellten Entwicklungspfad eine deutlich längere Laufzeit als 35 Jahre für konventionelle Kraftwerke angenommen und zudem der Bau aller in Planung befindlichen Kraftwerke unterstellt, so muss unter der Prämisse des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromversorgung bis zum Jahr 2050 mit deutlichen Überkapazitäten von Grund- und Mittellastkraftwerken in der Übergangsphase gerechnet werden.

Überkapazitäten in der Grundlast – Unterkapazitäten in der Spitzenlast

Aus diesen Überkapazitäten resultieren entweder Erzeugungsüberschüsse oder ein Betrieb des Kraftwerksparks mit weniger als den durchschnittlich vorgesehenen Volllaststunden. Durch Überkapazitäten im System werden jedoch insbesondere die fossilen Kraftwerke unter geringer Auslastung und damit unter einer drohenden Unwirtschaftlichkeit leiden. Es zeichnet sich ab, dass vor allem in Kraftwerksneubauten getätigte Investitionen nicht amortisiert werden können. Gleiches ist zu erwarten für Spitzenlastkraftwerke, die im System nach dem Ausklingen der Kernkraft und mit Zunehmen der erneuerbaren Energien als Backup- oder Residuallastkraftwerke dringend benötigt werden.

Laufzeitverlängerung verdrängt Kohle, KWK und erneuerbare Energien

Die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke führt folglich entweder zu einer unerwünschten Verringerung des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Abregelung von regenerativem Strom oder aber zu höheren Systemkosten der Stromerzeugung, wenn die bereits in Bau befindlichen und die in den letzten Jahren im Vertrauen auf die bestehende Gesetzeslage errichteten fossilen Kraftwerke wie z.B. flexible Gaskraftwerke in vielen Stadtwerken trotz zu geringer Betriebszeiten noch wirtschaftlich betrieben werden sollen. Zudem verdrängt die Laufzeitverlängerung Strom aus Kohlekraftwerken und KWK-Anlagen.

Unflexible Kraftwerke verursachen höhere Systemkosten und negative Strompreise

Ebenfalls zu höheren Systemkosten führt die ungenügende Flexibilität des vorhandenen Kraftwerksparks in Verbindung mit dem stark schwankenden Angebot von Wind- und Solarenergie. Mit zunehmendem EE-Anteil an der Stromerzeugung wird immer häufiger der Fall eintreten, dass bei starker Wind- und Solarstromeinspeisung ein großer Teil bis hin zum gesamten Strombedarf durch erneuerbare Energien gedeckt wird – lokal tritt dieses Phänomen bereits heute auf; deutschlandweit bei idealem Netzausbau ab EE-Anteilen von 40% und mehr (Saint-Drenan et al 2009).

Die von den konventionellen Energieträgern zu deckende Residuallast wird damit zunehmend geringer bzw. verschwindet vollständig und schwankt dabei in der Größe stark. Aufgrund technischer Restriktionen thermischer Großkraftwerke (z.B. Mindeststillstandzeiten, Anfahrdauern, Mindestbetriebszeiten, Teillast- und Lastwechselverhalten, etc.) und ökonomischer Rentabilitätsüberlegungen kann es in einem solchen Fall zu dem Phänomen negativer Strompreise an der Börse kommen (Viehmann und Sämisch 2009).

Systemkonflikt auf technischer und ökonomischer Ebene Doppelzahlung vermeiden

Negative Strompreise treten immer dann auf, wenn es für Kraftwerksbetreiber bei geringer Residuallast aufgrund der Opportunitätskosten günstiger ist ihr Kraftwerk zu betreiben und für Einspeisung des erzeugten Stromes Geld zu bezahlen anstatt das eigene Kraftwerk herunterzufahren und im ungünstigsten Fall bei Kernkraftwerken erst nach Tagen wieder voll ans Netz gehen zu können. Auch wenn die konventionellen Kraftwerke aus theoretisch-technischer Sicht flexibler einspeisen könnten, ziehen sie aus ökonomischen Gründen einen durchgehenden Betrieb vor (Ludwig 2010, EWI 2010).

Die Folge ist, dass für die am vortägigen Spotmarkt vermarktete Einspeisung aus EE-Anlagen negative Preise gezahlt werden müssen, oder dass bei extremen negativen Preisen EE-Anlagen auch abgeregelt und entschädigt werden müssen (§ 8 der AusglMechAV) (AusglMechAV 2009).

Vergleichbares gilt, wenn EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssen (Einspeisemanagement § 11 EEG) (EEG 2009). Netzengpässe können dabei sowohl auf Verteilnetzebene entstehen, als auch auf Übertragungsnetzeben, in der auch durch konventionelle Must-Run-Units wie KWK-Anlagen die Netze aus- und überlastet sein können. Auf Verbraucherseite wird dies zu einer Doppelzahlung für ein und dieselbe Stromlieferung führen: den Preis für die tatsächlich eingespeiste und gehandelte Energie aus konventionellen Kraftwerken – und die Entschädigung für nicht gelieferten erneuerbaren Strom (Kompensationszahlungen für Ertragsausfälle nach Härtefallregelung § 12 EEG).

Mit zunehmendem EE-Ausbau – der klima- und energiewirtschaftlich notwendig ist – entsteht durch diese Doppelzahlung ein wachsender volkswirtschaftlicher Schaden, wenn diesem Phänomen nicht regulatorisch begegnet wird. Gleichzeitig wird in dieser Situation der im EEG festgeschriebene Vorrang erneuerbarer Energien in der Einspeisung durch einen Nachrang in der Ausspeisung ausgehölt.

Der Systemkonflikt zeigt sich also sowohl auf technischer als auch auf ökonomischer Ebene, wobei letztere entscheidend ist.

3.4 Optionen der Flexibilisierung zur Entschärfung des Systemkonflikts

Kurzfristig wird der konventionelle Kraftwerkspark, der auf gespeicherte konventionelle Energie zurückgreift, als flexibler Strombereitstellter die größte Rolle für die Integration erneuerbarer Energien spielen. Um diese Aufgabe in zunehmenden Umfang zu erfüllen, ist eine deutlich höhere Flexibilisierung notwendig. Gaskraftwerke und einige Steinkohlekraftwerke erfüllen die Anforderungen weitgehend und werden bereits heute im Spitzen- und Mittellastbereich eingesetzt.

Kernkraftwerke nur theoretisch für Fluktuationsausgleich geeignet

Unter bestimmten Voraussetzungen können theoretisch auch Kernkraftwerke in Lastfolgebetrieb gefahren werden und zur Flexibilisierung beitragen (Hundt et al. 2009). Dieser Nachweis gelingt in dieser Studie jedoch nur unter den Prämissen, dass i) der regenerative Anteil an der Stromversorgung geringer ist als 40%, dass ii) die in Planung und im Bau befindlichen Kohlekraftwerke trotz einer deutlich verringerten Volllaststundenzahl (im Vergleich zu einem Szenario ohne Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken) wirtschaftlich betrieben werden können, dass iii) zusätzliche Speicherkapazitäten eingesetzt werden, um Abschaltungen der Kernkraftwerke zu vermeiden und dass iv) keine Retrofitmaßnahmen zu Gewährleistung der Reaktorsicherheit notwendig sind. In der Praxis erfolgt der flexible Lastfolgebetrieb bisher nur in zwei von 18 Kernkraftwerken. Eine Demonstration der Regelbarkeit von allen Kraftwerken im vollen Leistungsbereich im Zusammenspiel mit der fluktuierenden regenerativen Einspeisung wurde noch nicht erbracht.

Netzausbau, Erzeugungs- und Lastmanagement und Speicher als Lösungsoptionen

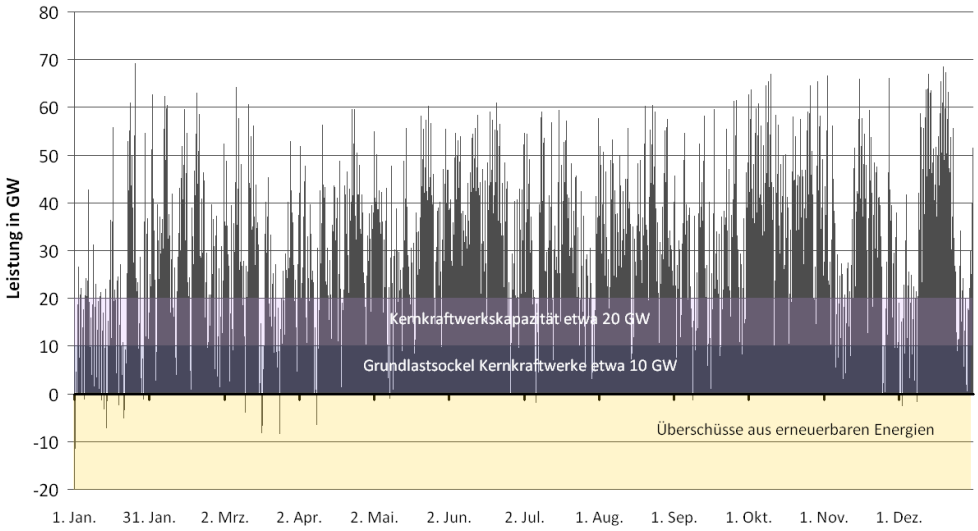
Mittel- bis langfristig werden Energiespeicher, der Ausbau des nationalen und grenzüberschreitenden Netzverbunds und auch die Steuerung der Nachfrage zur Flexibilisierung des Erzeugungssystems beitragen (Sterner et al. 2010). Abhängig vom Grad des Ausbaus dieser Ausgleichsmaßnahmen sind sie diese Maßnahmen in der Lage vorübergehend den Systemkonflikt zu entschärfen, da sie nicht nur die Fluktuationen der Wind- und Solarstromerzeugung abfedern sondern durch kurzfristige Vergrößerung der Nachfrage auch die kostspielige Abschaltung von Kraftwerken vermeiden können und „Platz“ für alle Erzeugungsarten schaffen.

3.5 Grenzen der Flexibilisierungsoptionen

Der praktische Nachweis über die technische Regelbarkeit aller Kernkraftwerke, die zur Integration erneuerbarer Energien notwendig ist, steht noch aus. Einerseits ist ein Teillastbetrieb und Warmstart innerhalb einiger Stunden möglich. Andererseits zeigen Erfahrungen aus der Schnellabschaltung von Kernkraftwerken, dass die dabei auftretende Xenonvergiftung zu Mindeststillstandszeiten von mehreren Tagen führen kann (DOE 1993). Ferner ist nach jedem Abschalten ein Antrag zur Wiederinbetriebnahme einzuholen und Materialermüdungen treten im Teillastbetrieb deutlich früher ein als im Dauerbetrieb. Diese Fakten schränken die Flexibilität der Kernkraftwerke deutlich ein. Kann dennoch mit den bestehenden Kernkraftwerken ein Lastfolgebetrieb von ca. 50% durchgeführt werden, steht ein theoretisches Regelband von 10 GW zur Verfügung. Unterschreitet die Residuallast 50% der Kapazität der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke, müssen die ersten Kernkraftwerke teilweise oder vollständig vom Netz genommen werden (Abbildung 3-6).

Abbildung 3-6:: Residuale Last (Last minus ungesteuerter Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien) SRU-Szenario 2020.

Quelle: eigene Berechnungen.



Grundlastsockel wird 2020 im SRU Szenario häufig durchtrennt

Die residuale Last im SRU-Szenariojahr 2020 unterliegt sehr starken Schwankungen und sinkt häufig bis auf eine sehr geringe Leistung ab. An wenigen Tagen entstehen Überschüsse aus erneuerbaren Energien. Folglich ist eine deutlich höhere Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks gefordert.

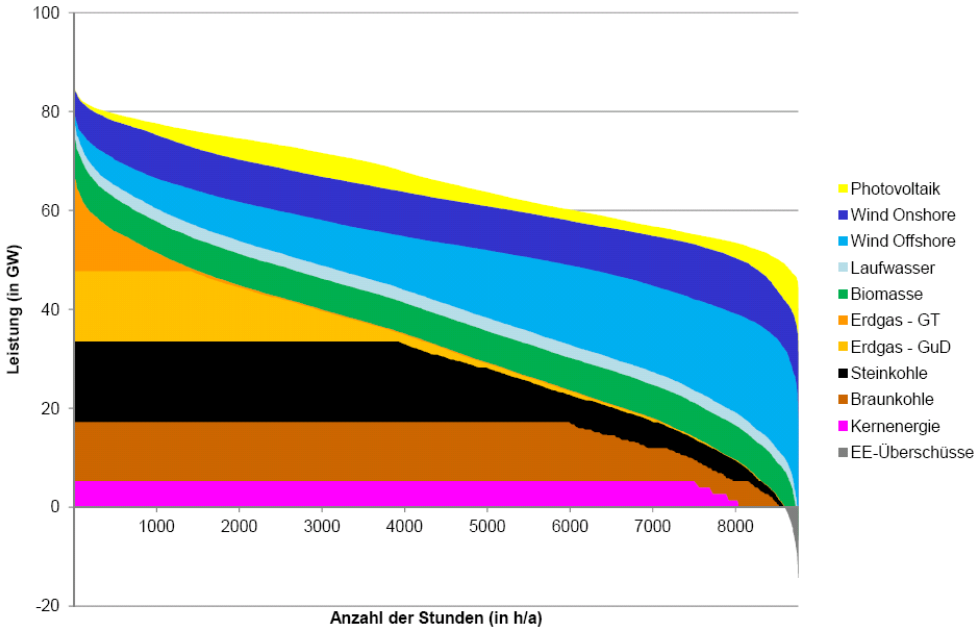
Um die Auslastung der einzelnen Kraftwerkstypen zu veranschaulichen, wurde eine vereinfachte Kraftwerkseinsatzplanung anhand von Typkraftwerken durchgeführt. In Abbildung 3-7 ist diese Auslastung gemäß dem SRU-Szenario, also unter Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernkraft für das Jahr 2020 - auf Basis der meteorologischen und hydrologischen Bedingungen von 2007 - dargestellt. Die berechneten Kraftwerkskapazitäten beinhalten noch keine Betrachtungen zu Systemdienstleistungen wie Regelenergie, die zunehmend von erneuerbaren Energien zu übernehmen sind.

Erneuerbare Energien ersetzen Grundlastkraftwerke

Der Bedarf an konventioneller Erzeugung sinkt deutlich. Es wird lediglich eine Grundlastkapazität von ca. 20 GW notwendig sein, während der Mittel- und Spitzenlastbedarf steigt. Die vier verbleibenden Kernkraftwerke erreichen bis zu 8000 Volllaststunden. Nur etwa 14 GW an Braunkohle werden im Grundlastbetrieb gefahren, den größten Beitrag im flexiblen Lastbetrieb erbringen Steinkohlekraftwerke (ca. 18 GW) und v.a. Gaskraftwerke (ca. 40 GW), wobei noch keine Ausgleichsoptionen wie Import/Export, Stromspeicher und Energiemanagement berücksichtigt sind. Erneuerbare Energien verdrängen demnach vor allem Grundlastkapazitäten (Saint-Drenan et al. 2009).

Abbildung 3-7:: Jahresdauerlinie - Beitrag erneuerbarer Energien und Auslastung konventioneller Kraftwerke nach dem SRU-Szenario 2020.

Quelle: eigene Berechnungen.



Die Auswirkungen durch EE auf den zukünftigen Kraftwerkspark sind von verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Beispiele hierfür sind die Auswirkungen der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke oder die preissenkende Wirkungen der von Wind- und PV-Einspeisung auf den Spotmarkt (Merit-Order-Effektes). Um unabhängig von diesen Rahmenbedingungen generelle technische Auswirkungen ableiten zu können, wurde folgende abstrakte Berechnung durchgeführt:

Zur Untersuchung der Notwendigkeit von An- und Abfahrvorgängen konventioneller Kraftwerke wurde die zu deckende Last in Leistungsbereiche von jeweils 500 MW Blöcken unterteilt und nach Grenzkosten sortiert. In Abbildung 3-8 sind die jeweiligen Leistungsbereiche in unterschiedlichen Farben dargestellt. Aus der schematischen Abbildung ist ersichtlich, dass durch die Schwankungen der Last die Erzeugungsbänder in den jeweiligen Leistungsbereichen unterschiedlich häufig durchtrennt werden und dafür An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerksblöcke oder teilweise ein gemeinsamer Teillastausgleich mehrerer Kraftwerke notwendig sind (Saint-Drenan et al 2009). Nach der gleichen Methode wurde für das SRU-Szenario die Häufigkeit der notwendigen An- und Abfahrvorgänge bzw. Abregelungen pro Leistungsbereich über das gesamte Jahr 2020 berechnet (Abbildung 3-9).

Die Häufigkeit der Abregelungen bei der zu deckenden Last ohne fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien ist in blauer Farbe und die Häufigkeit der Abregelungen bei resultierender Last nach Abzug der regenerativen Stromerzeugung (residuale Last) in grüner Farbe dargestellt.

Abbildung 3-8:: Exemplarische Darstellung der Häufigkeit der An- und Abfahrvorgänge von 500 MW Kraftwerksblöcken.

Quelle: (Saint-Drenan et al 2009).

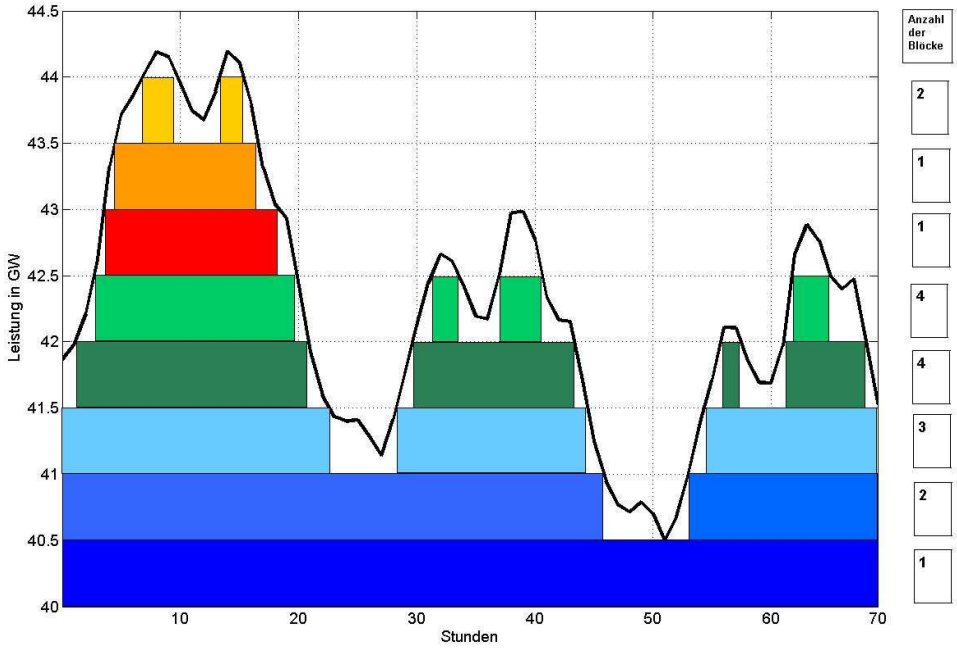
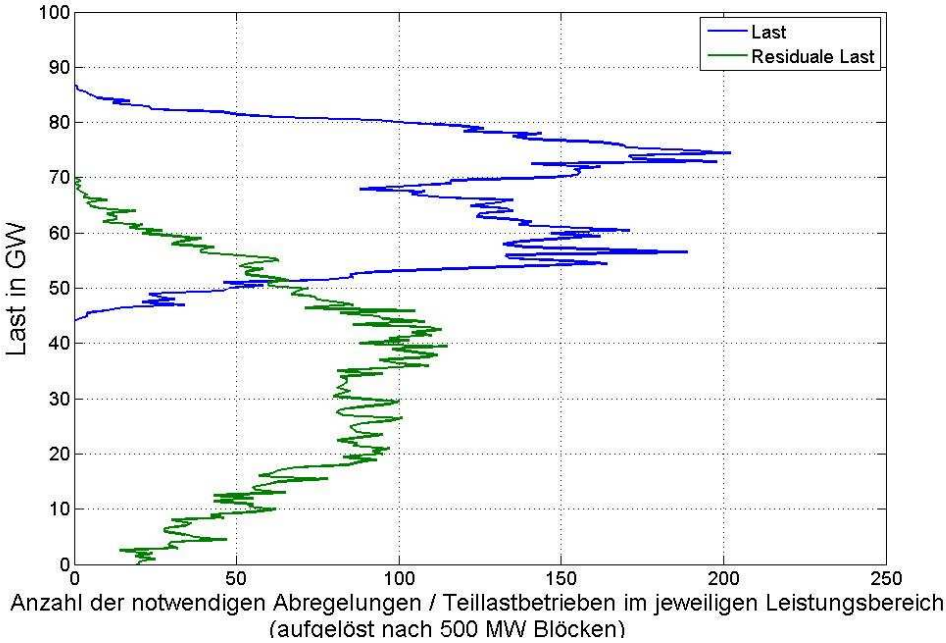


Abbildung 3-8:: Exemplarische Darstellung der Häufigkeit der An- und Abfahrvorgänge von 500 MW Kraftwerksblöcken.

Quelle: (Saint-Drenan et al 2009).



Lastfolgebetrieb wird zum Regelbetrieb für Kraftwerke

Während ohne schwankende Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom (blaue Kurve in Abbildung 9) für Grundlastkraftwerke ein durchgängiges Band ohne notwendige Abschaltungen in einem Leistungsbereich von 0 GW bis ca. 44 GW besteht und sich die Lastschwankungen zwischen 44 GW und 86 GW abspielen, erfasst der Bereich der notwendigen Abschaltungen in dem hier betrachteten Szenario (grüne Kurve in Abbildung 3-9) das gesamte Leistungsspektrum von 0 GW bis ca. 70 GW.

Bedarf an Grundlastkraftwerken schwindet

Somit existiert in diesem Fall für konventionelle Kraftwerke ohne Ausgleichsmaßnahmen keine klassische Grundlast mehr. Vielmehr müssen die zur Deckung der residualen Last eingesetzten Kraftwerke spätestens ab dem Jahr 2020 in der Lage sein, ständig an- und abgefahren bzw. in Teillastbetrieb gefahren zu werden.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

4.1 Schlussfolgerungen

Klassischer Grundlastbereich für Kraftwerke löst sich auf

Ausgleichsmaßnahmen wie Stromtransport, Stromspeicher und Energiemanagement reduzieren die Schwankungen in der Stromversorgung und somit die Belastungen der konventionellen Kraftwerke. Ohne den Einsatz dieser Maßnahmen wird selbst das kleinste durchgehende „Grundlast"-Band sehr häufig durchtrennt. Ein stochastischer Betrieb mit Stillstandszeiten über mehrere Tage und Wochen ist die Folge. Für neugebaute Kraftwerke, insbesondere mit hohen spezifischen Investitionskosten, verlängert dieses Fahrverhalten die Amortisationsdauer deutlich oder verhindert die Amortisation sogar vollständig. Gleichzeitig erfolgen aufgrund der Unsicherheit, die sich aus der aktuellen Energiepolitik ergibt, weniger Investitionen in flexible Spitzenlastkraftwerke, die als Backup für den weiteren EE-Ausbau benötigt werden.

Doppelzahlungen vermeiden

Auch wenn konventionelle Kraftwerke aus theoretisch-technischer Sicht flexibler einspeisen könnten, ziehen sie aus ökonomischen Gründen einen durchgehenden Betrieb vor. Dieses Verhalten führt in Kombination mit fehlerhaften Last- und Erzeugungsprognosen zu negativen Strompreisen und Netzengpässen, die zu Abregelungen von EE-Anlagen führen, welche nach EEG zu entschädigen sind. Das verursacht eine Doppelzahlung auf der Verbraucherseite: für die eingespeiste Energie aus konventionellen Kraftwerken / KWK-Anlagen und die Entschädigung für nicht gelieferten EE-Strom. Dadurch entsteht ein volkswirtschaftlicher Schaden, der sich mit zunehmendem EE-Ausbau ausweitet, weshalb diesem Phänomen regulatorisch zu begegnen ist. Gleichzeitig droht damit der im EEG festgeschriebene Vorrang erneuerbarer Energien in der Einspeisung durch einen Nachrang in der Ausspeisung ausgehölt zu werden.

Systemkonflikt ab 2020 zu erwarten

Dieser technische und ökonomische Systemkonflikt zeichnet sich je nach Ausbauszenario in einem Zeitkorridor zwischen 2020 und 2030 ab. Im SRU-Zielszenario einer weitgehend erneuerbaren Stromversorgung bis 2050 werden der Neubau von Kohlekraftwerken und die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken überflüssig. Die Nachrüstung bestehender fossiler Kraftwerke ist ausreichend, um die technische Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Netzausbau, Energiemanagement und Speicher schaffen Platz

Konfliktentschärfend wirken Netzausbau, Energiemanagement und Speicher. Ein forcierter nationaler Netzausbau ist notwendig, um einerseits die großen Erzeugungspotenziale der Windenergie in Norddeutschland und der Nordsee mit den deutschen Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu verbinden und andererseits überschüssige Solarenergie im Sommer von Süd nach Nord zu transportieren. Darüber hinaus können über einen internationalen Netzausbau

langfristig skandinavische (Pump)speicherpotentiale aus der Umwandlung der vorhandenen Speicherwasserkapazitäten (ca. 80 TWh_{el}) erschlossen werden (vgl. SRU 2010). Transport- und Speicherkapazitäten können national auch über das Erdgasnetz erschlossen werden. Mit einer Kapazität von 220 TWh_{th} (ca. 120 TWh_{el}) steht in Deutschland die größte Speicherkapazität in der Erdgasinfrastruktur bereit, die über die Strom-Gasnetz-Kopplung erschlossen werden kann. Diese Kopplung der Energienetze ermöglicht eine nationale Langzeitspeicherung erneuerbarer Energien sowie die sektorenübergreifende Nutzung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität.

Erneuerbare Energien müssen Systemverantwortung übernehmen

In einer regenerativen Stromversorgung muss die Systemstabilität und damit verbundene Versorgungssicherheit von erneuerbaren Energien selbst gewährleistet werden. Für Aufgaben wie Frequenz- und Spannungshaltung, Schwarzstart, Fault-Ride-Through, etc. ist eine entsprechende Leistungselektronik in regenerativen Anlagen bzw. mit regenerativen Energieträgern betriebene Backup-Kraftwerke notwendig. Vor allem Gaskraftwerke bzw. BHKW sind dafür geeignet und könnten mit erneuerbarem Gas (Wasserstoff oder Methan) aus Wind- und Solarenergie, Wasserkraft und Biomasse gespeist werden.

4.2 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland und Europa ist zu wirtschaftlichen Bedingungen möglich, sofern die notwendigen Kapazitäten für Energiespeicher sowie einen weiträumigen Ausgleich fluktuierender Erzeugung geschaffen werden. Weder die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken noch der Bau neuer Kohlekraftwerke mit CCS sind notwendig im Sinne einer Brückentechnologie. Es besteht im Gegenteil das Risiko, dass dadurch systemimmanente Konflikte auf technischer und ökonomischer Ebene zunehmen und der Ausbau der erneuerbaren Energien behindert und verlangsamt wird.

Ein integriertes und strategisches Energiekonzept für Deutschland erfordert eine klare Richtung und verlässliche und stabile Rahmenbedingungen für Investitionen. Parallel zu Planungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein Fahrplan für das Auslaufen konventioneller Kapazitäten bzw. wirtschaftliche Konzepte für ihre weitere Nutzung als Backup-Kraftwerke (Stichwort Kapazitätsmarkt) notwendig. Ein Neubau konventioneller Kraftwerke sollte nur dann genehmigt werden, wenn eine hohe Flexibilität für einen integrativen Betrieb mit erneuerbaren Energien und die Wirtschaftlichkeit bei geringen Betriebszeiten nachgewiesen wurde. Prioritär im Rahmen einer Strategie für ein regeneratives Stromsystem ist der Netzausbau im nationalen und europäischen Verbund dar und die Förderung von Speichertechnologien. Neben flexibler Erzeugung- und flexiblem Verbrauch werden in der Transformation der Energiesysteme alle verfügbaren Transport- und Speicherkapazitäten benötigt: Übertragungskapazitäten in Strom- und Gasnetz; Kurzzeitspeicher (Pumpspeicher, etc.) und Langzeitspeicher (z.B. Strom-Gasnetz-Kopplung).

Damit erneuerbare Energien Systemdienstleistungen zur stabilen Stromversorgung erbringen können, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechend geändert und z.B. die Präqualifikationsregeln für Regelenergie zugunsten von erneuerbaren Energien angepasst werden.

5 Literatur

AusglMechAV (2010): Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung - AusglMechAV) vom 22. Februar 2010 in der am 26. Februar 2010 im Bundesgesetzblatt (BGBl. I S. 134). Bonn: Bundesnetzagentur.

CDU (Christlich-Demokratische Union); CSU (Christlich-Soziale Union); FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin: CDU. http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf (08.04.2010).

dena (2010): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: dena.

DOE - Department of Energy (1993): Fundamentals handbook - nuclear physics and reactor theory. Volume 2. Washington D.C.: U.S. Department of Energy.

EEG (2009): Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien). Berlin: Bundesumweltministerium.

Europ. Rat (2009): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Europäischer Rat (Brüssel), 29./30. Oktober 2009. Brüssel: Rat der Europäischen Union. 15265/1/09.

EWI (2010): Endbericht „Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland", „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen", Studie im Auftrag des BMWi. Köln: Energiewirtschaftliches Institut.

FfE - M. Steck, W. Mauch (2008): Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung - Kraftwerk des 21ten Jahrhunderts - E3. 10. Symposium Energieinnovation, Graz. Graz: TU Graz.

Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Dissertation. Bochum: Ruhr-Universität Bochum.

Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Studie des Institutes für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft - Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin Heidelberg: Springer.

Ludwig, H.; Salnikova, T.; Waas, U. (2010): Lastwechselfähigkeit deutscher KKW. atw - Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Sonderdruck aus atw 55. Jg., Heft 8/9 August/September. Berlin: INFORUM.

Saint-Drenan, Y.-M.; Sterner, M.; von Oehsen, A.; Gerhard, N.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht. Kassel, Berlin. http://www.iwes.fraunhofer.de/Images/BEE_Simulation_Endbericht_IWES_Dez_2009_tcm402-45838.pdf (08.04.2010).

Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. FVEE Jahrestagung 2009. Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien. FVEE, Berlin.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100% regenerative Stromversorgung bis 2050. Berlin: SRU. Stellungnahme 14.

Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation, Universität Kassel. Kassel: Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 14).
http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2 (08.04.2010).

Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.-M.; von Oehsen, A.; Hochloff, P.; Kocmajewski, M.; Lindner, P.; Jentsch, M.; Pape, C.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2010a): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Studie für Schluchseewerke AG. Fraunhofer IWES, Kassel. http://www.schluchseewerk.de/uploads/media/IWES_Gutachten.pdf (08.04.2010).

TUM - H. Roth, O. Brückl, A. Held (2005): Windenergiebedingte CO_2-Emissionen konventioneller Kraftwerke. IfE Schriftenreihe - Heft 50. München: Technische Universität München.

UBA (2010): Datenbank „Kraftwerke in Deutschland"; Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Umweltbundesamt, Dessau.

Viehmann, J.; Sämisch, H. (2009): Windengergieintegration bei negativen Strompreisen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg. (2009), Heft 11, ETV Energieverlag, Essen.

Sachverständigenrat für Umweltfragen
Luisenstraße 46, 10117 Berlin
Telefon 030/26 36 96-0; Fax: 030/26 36 96-109
Internet: www.umweltrat.de
E-Mail: info@umweltrat.de