

Auswirkungen steigender Windstromproduktion auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland

Dipl.-Ing. Christian Ziems, Prof.-Dr. Harald Weber

Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik

Kurzfassung

Auf Grund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik der Windenergie müssen die konventionellen Kraftwerke der Windeinspeisung bislang stets komplementär folgen, um das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit gewährleisten zu können. Die zunehmende Anzahl an Windkraftanlagen verdrängt jedoch bei hohem Windaufkommen große Teile der konventionellen Kraftwerkseinspeisung und reduziert damit auch stark die Anzahl an regelfähigen Kraftwerken.

Durch die volatile Windeinspeisung, die auch zu Schwachlastzeiten ihre Spitzeneinspeisewerte erreichen kann, werden zukünftig neue Konzepte zur Verteilung und Speicherung notwendig werden, um die verfügbaren Windpotenziale auch vollständig nutzbar zu machen. Hierbei spielt vor allem der Ausbau der Übertragungsnetze eine wichtige Rolle, da letztlich das Leitungsnetz als begrenzender Faktor nicht umgangen werden kann.

Die Art der Beeinflussung des bestehenden Kraftwerksparks und die Konsequenzen für zukünftige Kraftwerksportfolios sind daher Gegenstand der vorliegenden Untersuchungen, die im VGB-Projekt 283 begonnen und im Projekt 333 weitergeführt werden.

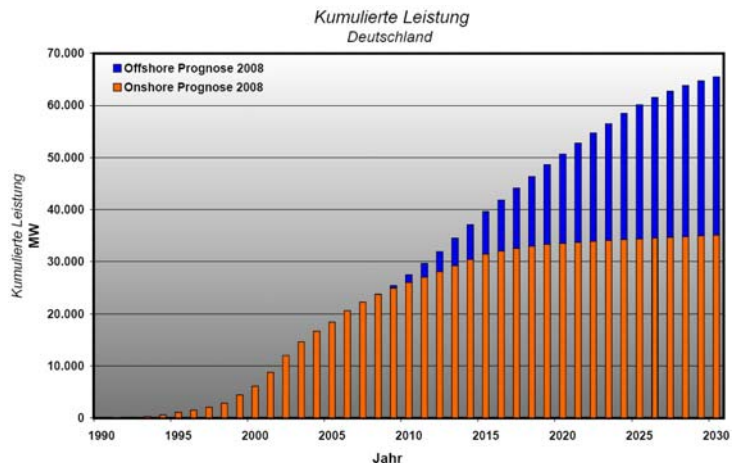


Bild 1: Entwicklungstrend der WKA-Kapazitäten [4]

1 Die Windenergie in Deutschland

1.1 Aktueller Stand und erwarteter Entwicklungstrend

Der stetig voranschreitende Anlagenausbau für die Nutzung von regenerativen Energiequellen in Deutschland beeinflusst in zunehmendem Maße den Betrieb der bestehenden elektrischen Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen. Bei der Versorgung mit regenerativer elektrischer Energie, spielt bislang die in den letzten Jahren massiv ausgebaute Windenergienutzung die wichtigste Rolle.

Ende 2009 betrug die installierte Kapazität aller Windkraftanlagen (WKA) in Deutschland ca. 25.777 MW, während es hingegen Ende 2008 noch ca. 23.900 MW waren. Bis zum Jahr 2020 könnte sich auf Basis von brancheninternen Schätzungen, wie in **Bild 1** dargestellt, die gesamte installierte Anlagenkapazität auf bis zu 51 GW erhöhen. Ein Großteil der in den kommenden Jahren geplanten Windparks wird sich hierbei, im Gegensatz zu heute, vor den Küsten Deutschlands in der Nord- und Ostsee befinden. Die Kapazität der geplanten Offshorewindparks könnte nach verschiedenen Schätzungen zwischen 10 GW und 18 GW liegen [3]. Der Beitrag der Windenergie an der elektrischen Energieversorgung könnte damit voraussichtlich von heute 7% bis zum Jahr 2020 auf bis zu 25% oder bei optimistischen Schätzungen sogar auf über 30% steigen.

Die noch vor einigen Jahren für das Jahr 2020 erwarteten Kapazitäten der Windenergie von ca. 28 GW Onshoreleistung und 20,4 GW Offshoreleistung wurden mittlerweile stark berichtigt. Die angestrebte Gesamtkapazität hat sich dabei zwar nur geringfügig erhöht, der Offshoreanteil wurde jedoch auf Grund der verzögerten Inbetriebnahmetermine für die ersten Offshoreparks stark nach unten korrigiert. Hierbei spielt unter anderem die mangelnde Erfahrung mit küstenfernen Windparks (bis zu 100 km) sowie die vergleichsweise große Wassertiefe von bis zu 40 m eine wichtige Rolle bei den Verzögerungen für die Inbetriebnahme [11]. Die Erfahrungen mit Offshoregroßparks sind daher in Deutschland bis heute noch nicht vorhanden bzw. noch sehr gering. Die Onshorekapazitäten wurden hingegen mittlerweile bereits fast auf die damals für 2020 prognostizierten Leistungsgrößen (27,9 GW) erweitert und der für 2020 prognostizierte Wert auf inzwischen 35 bis 40 GW erhöht.

1.2 Analyse der Einspeisecharakteristik

Auch wenn die Verteilung der europaweiten Zubauten von Windkraftanlagen auf immer größere Einzugsgebiete die Einspeisecharakteristik insgesamt mehr vergleichmäßigen kann, so wird sich auf lokaler Ebene eine immer größere Dynamik bezüglich der zu beherrschenden Einspeisetransienten an den Netzanschlusspunkten ergeben. Diese Einspeisetransienten müssen dann von den Kraftwerken innerhalb des jeweiligen Landes bzw. der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers ausgeglichen werden, indem durch entsprechendes Dispatching der Kraftwerkseinsatzpläne die erwartete Windeinspeisung vom Netz aufgenommen werden kann.

Die Kraftwerkseinsatzplanungen erfolgen in Deutschland im sogenannten Day-Ahead-Verfahren und beziehen sich somit auf den Kraftwerkseinsatz des Folgetages. Da es sich bei den Erwartungen für die Windeinspeiseleistung um Einspeiseprognosen und Hochrechnungen basierend auf Wettermessdaten handelt, sind diese Vorhersagen auch immer mit Fehlern behaftet. Diese Prognosefehler müssen durch ein Intra-Day-Redispatching der Kraftwerksfahrpläne bzw. wenn dies auf Grund von technischen Restriktionen der Kraftwerke nicht mehr möglich ist durch die kurzfristige Bereitstellung von Regelreserven ausgeglichen werden.

Im VGB-Projekt 283 wurde bereits das Einspeiseverhalten von Windkraftanlagen bezüglich der auftretenden Leistungstransienten untersucht. Hierbei ergaben sich für das Jahr 2006 für den Prognosefehler Werte von bis zu +5,8 GW und -6,8 GW im Viertelstundenraster. Schaut man sich die zugehörige Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Prognosefehler an, so ist zu erkennen, dass die Häufigkeit der positiven Prognosefehler überwiegt [10]. Bei den positiven Fehlern muss also zusätzliche positive Regelleistung bzw. Leistungsreserve durch thermische Kraftwerke bereitgestellt werden. Dies bedeutet, dass die Kraftwerke, die bei einem Starkwind-/Schwachlastszenario noch in Betrieb sind und dann stark eingesenkt betrieben werden, aus diesem tiefen Teillastbetrieb wieder schnell mehr Leistung erbringen können müssen.

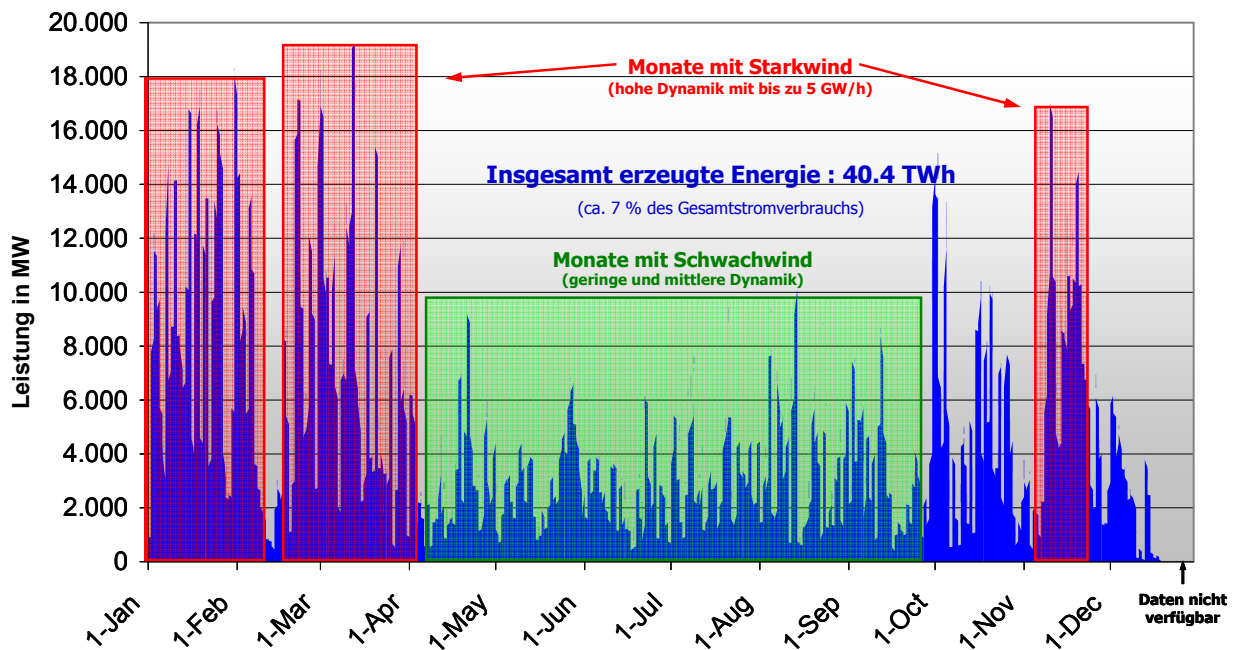


Bild 2: Windeinspeisung im Jahr 2008

Schaut man sich in **Bild 2** die Gesamtwindeinspeisung des Jahres 2008 an, in dem die installierten Windanlagenkapazitäten bis zum Ende des Jahres bei etwas 23,9 GW lagen, so ist zu erkennen, dass die Windeinspeisung über das Jahr gesehen sehr starken Schwankungen unterworfen war. Hierbei lassen sich recht offensichtlich Stark- und Schwachwindmonate erkennen, wobei die Wintermonate eher zu den Starkwindzeiträumen gehören und im Sommer ausgeprägte Schwachwindperioden auftreten können. Die größten Leistungstransienten treten daher natürlich meistens in den Wintermonaten auf, wobei hier vor allem die Monate Januar, Februar, März und November im Jahr 2008 eine hohe Einspeisedynamik aufwiesen. Zudem ist zu erkennen, dass die nahezu vollständige Ausnutzung der installierten Kapazitäten relativ selten auftrat. Die absoluten Leistungswerte dieser Einspeisespitzen im Bereich von 18 bis 20 GW sind zukünftig jedoch wesentlich häufiger zu erwarten, da durch den massiven Ausbau der Windparks die Anzahl der Anlagen, die bei mittlerem Windaufkommen auf die sich ändernden Wetterbedingungen reagieren und in das Netz einspeisen natürlich auch stark ansteigen wird.

2 Kraftwerkssimulation und Kraftwerkseinsatzplanung

2.1 Anforderungen an die Fahrweise

Da es auf Grund der steigenden Anzahl an Windkraftanlagen zukünftig sehr häufig zu Situationen kommen wird, in denen der thermische Kraftwerkspark durch eine speziell angepasste Fahrweise der Windeinspeisung komplementär folgen können muss, wird die Fahrweise und deren Möglichkeiten zur Verbesserung der Windintegration in dieser Studie detailliert untersucht. Die tatsächlich mögliche Fahrweise von thermischen Kraftwerken hängt stark von den technischen Randbedingungen jeder einzelnen Anlage ab. Hierbei sind die technische Mindestleistung und die maximal möglichen Laständerungsgeschwindigkeiten sowie die Anfahrdauer und die minimale zeitliche An-/Abfahrabfolge von entscheidender Bedeutung für eine hohe Einsatzdynamik. Des Weiteren sind die Übertragungsnetzrestriktionen von grundlegender Bedeutung. Sie wurden im ersten Teil der Untersuchungen jedoch noch nicht weiter berücksichtigt. Es wurde von einem ideal ausgebauten Leitungsnetz ausgegangen, das kein Hindernis bei der Verteilung der Windenergie bezüglich Blindleistungsbedarf, Leitungsverlusten und Netzengpässen darstellt. Für eine genauere Untersuchung der bestehenden Restriktionen, die durch das Leitungsnetz in Deutschland definiert werden, werden im zweiten Teil der Studie auch Lastflussmodelle hinterlegt werden, um die ermittelten Einsatzpläne auf ihre tatsächliche Umsetzbarkeit hin zu überprüfen.

2.2 Untersuchung von Kraftwerksbeanspruchungen

Um die Auswirkungen von höheren Belastungen auf die Komponentenlebensdauern durch die zunehmende Anzahl an Ausregelvorgängen zum Ausgleich der Windenergieeinspeisung untersuchen zu können, wurde ein einzelnes Kraftwerk ausgewählt und genauer betrachtet. Die Wahl fiel hierbei auf das Steinkohlekraftwerk Rostock mit einer Nettoengpassleistung von 508 MW und einem Nettowirkungsgrad von 43,2 %. Dieser 1994 erbaute Block wurde speziell für den Grund- und Mittellastbereich konzipiert und gehört zu den zurzeit immer noch modernsten Steinkohleblöcken in Deutschland. Beim Entwurf der Anlage wurde hoher Wert auf die Regelfähigkeit und damit eine möglichst gute Dynamik bei Teillastbetrieb gelegt. Das Kraftwerk Rostock ist somit in der Lage an der Primär- und Sekundärregelung teilzunehmen. Des Weiteren wurden in der Vergangenheit, vor allem in den 90er Jahren, sehr viele Anfahrvorgänge durchgeführt. Der Block wurde dabei in der damaligen Zeit fast täglich an- und abgefahren. Dadurch konnten über die Jahre viele Informationen über Anfahrvorgänge und den Teillastbetrieb gewonnen werden.

In Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der Fakultät für Maschinenbau der Universität Rostock wurde ein umfassendes thermodynamisches Simulationsmodell des Wasser-Dampf-Kreislaufes und des Anfahrbetriebs erstellt und mit einem Modell des Blockleitsystems für die Steuerung von dynamischen Simulationen bei Belastungsänderungen im Teillastbetrieb versehen [9]. Mit Hilfe dieser Modelle wurden verschiedene Simulationen an dickwandigen Bauteilen durchgeführt und die Rissausbildung sowie das Auftreten von Temperaturspannungen

an den hoch belasteten Komponenten untersucht. Detaillierte Ausführungen zu diesen thermodynamischen Untersuchungen gibt der Abschlussbericht zum VGB-Projekt 283 [2]. Auf diesen Teil der Studie wird daher hier nicht weiter eingegangen.

2.3 Modellhafte Nachbildung der Kraftwerkseinsatzplanung

2.3.1 Zweck der Kraftwerkseinsatzsimulationen

Mit Hilfe des erstellten Modells, können verschiedene Wind-/Lastkombinationen beim Kraftwerksbetrieb nachgebildet, die Umsetzbarkeit von Windszenarien unter Einhaltung von Einsatzrestriktionen der verschiedenen Kraftwerkstypen simuliert und die hierbei gegebenenfalls auftretenden, nicht mehr integrierbaren Leistungsüberschüsse der Windenergie ermittelt werden. Das Einsatzplanungsmodell erlaubt dabei eine blockscharfe Auflösung der Fahrpläne im Stundenraster. Außerdem können die notwendigen Regelbänder für die Primär- und Sekundärregelung und der daraus resultierende Arbeitspunkt jedes einzelnen Blockes dargestellt werden. Mit Hilfe der ermittelten Fahrpläne können so zum Beispiel die Volllaststundenzahl oder die Anfahrhäufigkeit bzw. der Teillastbetrieb für jedes Kraftwerk quantifiziert werden. Dadurch lassen sich besonders gut geeignete Blöcke identifizieren und die Auswirkungen von optimierten Parametern nachprüfen.

2.3.2 Aufbau und Struktur des Modells

Die Einsatzplanung erfolgt im Stundenraster und wird jeweils für einen Zeitraum von 36 Stunden durchgeführt. Bei dieser rollierenden Einsatzplanung werden die einzelnen Simulationstage aneinandergereiht und die Ergebnisse der vorangegangenen Simulationen jeweils mit berücksichtigt. Somit können intertemporäre Randbedingungen wie Mindestbetriebs- und Mindestabstellzeiten sowie maximale Laständerungsgeschwindigkeiten berücksichtigt werden.

Das Modell ist als Optimierungsproblem mit dem Ziel minimaler Erzeugungskosten formuliert und besitzt eine gemischt-ganzzahlige lineare Zielfunktion (MILP – mixed integer linear programming) [6]. Für die Lösung des Optimierungsproblems wird der Solver CPLEX der Firma IBM (vormals ILOG) verwendet. Zu den Randbedingungen zählen dabei u.a. die technische Mindestleistung, die Engpassleistung, die mittlere Laständerungsgeschwindigkeit sowie die Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeit jedes Kraftwerks. Des Weiteren müssen die maximalen Regelbänder für Primär- und Sekundärregelung jedes Blockes eingehalten werden. Für das Gesamtmodell muss in jedem Zeitschritt das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch eingehalten werden und die in Deutschland üblichen rotierenden Reserveleistungen für die Primärregelung (ca. ± 700 MW) und die Sekundärregelung (ca. +3 GW und ca. -2,4 GW) bereitgestellt werden können. Zusätzlich zu den thermischen Kraftwerken wurden die deutschen Pumpspeicherkapazitäten zusammengefasst und über ein summarisches Arbeitsvermögen im Pump- und Turbinenbetrieb nachgebildet.

Durch die gemischt-ganzzahlige Struktur wird jedem Kraftwerk eine binäre Statusvariable zugewiesen, die den Betriebszustand jedes Blockes symbolisiert. Damit ist es möglich auch Anfahrkos-

ten und gegebenenfalls Abfahrkosten zu berücksichtigen. Durch Unterteilung der Brennstoffverbrauchskurve in stückweise lineare Abschnitte kann zudem auch der Wirkungsgradverlust bei Teillastbetrieb angenähert werden. Hierzu wird die Brennstoffverbrauchskurve, die oftmals durch einen quadratischen Zusammenhang beschrieben wird, durch eine stückweise lineare Funktion nachgebildet [1][7]. Bei einem rein linearen Brennstoffbedarf im Teillastbetrieb können ansonsten die Wirkungsgradabhängigkeiten bei identischen Kraftwerksblöcken nicht vollständig über ein lineares Modell abgebildet werden [8].

Innerhalb der Modellrechnungen sind keine Kuppelkapazitäten zu europäischen Nachbarländern berücksichtigt worden. Deutschland wird damit als Insel angenommen. Die Ausregelung der eingespeisten Windenergiemengen muss daher über den Kraftwerkseinsatz und die vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten erfolgen. Dies ist bei der Bewertung der Ergebnisse unbedingt zu berücksichtigen, da es vor allem in den Alpenländern durchaus nutzbare Speicherreserven gibt, die in dieser Studie jedoch bewusst nicht berücksichtigt wurden. Durch den europaweiten Zubau von Windkraftanlagen in vielen anderen küstennahen Gebieten könnte sich jedoch der Bedarf an überschüssiger deutscher Windenergie bei ähnlichen Einspeise- und Verbrauchsverhältnissen in den Nachbarländern Deutschlands wieder relativieren. Die insgesamt dann auftretenden europaweiten Lastflüsse werden die Übertragungsnetze durch die großen Lastflüsse von den Küstengebieten mit den Offshoreparks zu den innerkontinentalen Verbrauchszentren zukünftig vor neue Herausforderungen stellen.

2.3.3 Verwendete Daten für die Simulation

Als Eingangsgrößen wurden die Wind- und Lastzeitreihen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und der ENTSO-E (vormals UCTE) verwendet. Die Auflösung der vorliegenden Daten lag im Stunden- und teilweise im Viertelstundenraster vor. Für die Windeinspeisedaten wurden die hochgerechneten Windeinspeisungen der einzelnen Regelzonen zu einer deutschlandweiten Gesamtwindeinspeisung zusammengefasst. Zur Berücksichtigung von Prognosefehlern wurde jeweils ein zusätzliches Windreserveband in Höhe von 1,5% der Ist-Windeinspeisung unterstellt und zusätzlich vorgehalten. Diese Annahme bezieht sich auf eine Standardabweichung von 1,5% bezogen auf eine 6 Stunden-Vorausprognose.

Die Windeinspeiseprofile für das Jahr 2020 bzw. 2025 basieren auf den Daten des Jahres 2008 und wurden über ein vereinfachtes Modell auf die erwarteten Onshore- und Offshorekapazitäten hochgerechnet. Hierbei wird zwischen Onshore- und Offshorecharakteristik unterschieden, wobei der Offshorewindenergie ein höheres Grundniveau zugeordnet wurde. **Bild 3** zeigt den hochgerechneten Windanteil im Vergleich zur Leistung aus thermischen Kraftwerken (unter Vernachlässigung anderer regenerativer Anteile)

Der Kraftwerkspark wurde auf Basis von frei verfügbaren Daten und in Zusammenarbeit mit den 12 am Projekt beteiligten Kraftwerksbetreibern in einer Datenbank hinterlegt. Hierbei wurden auch Stilllegungsdaten und Informationen zu neu geplanten Blöcken berücksichtigt, wie sie zum Zeit-

punkt der Recherche vorlagen. Der so erstellte Kraftwerkspark umfasst etwa 150 Kraftwerksblöcke. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Blöcke mit einer Nettoleistung größer 150 MW. Die unterlagerten Netze der Verteilnetzbetreiber (VNB) werden bei den Simulationen nicht genauer betrachtet, da hierfür zu wenig Informationen vorlagen und außerdem die Komplexität des Modells

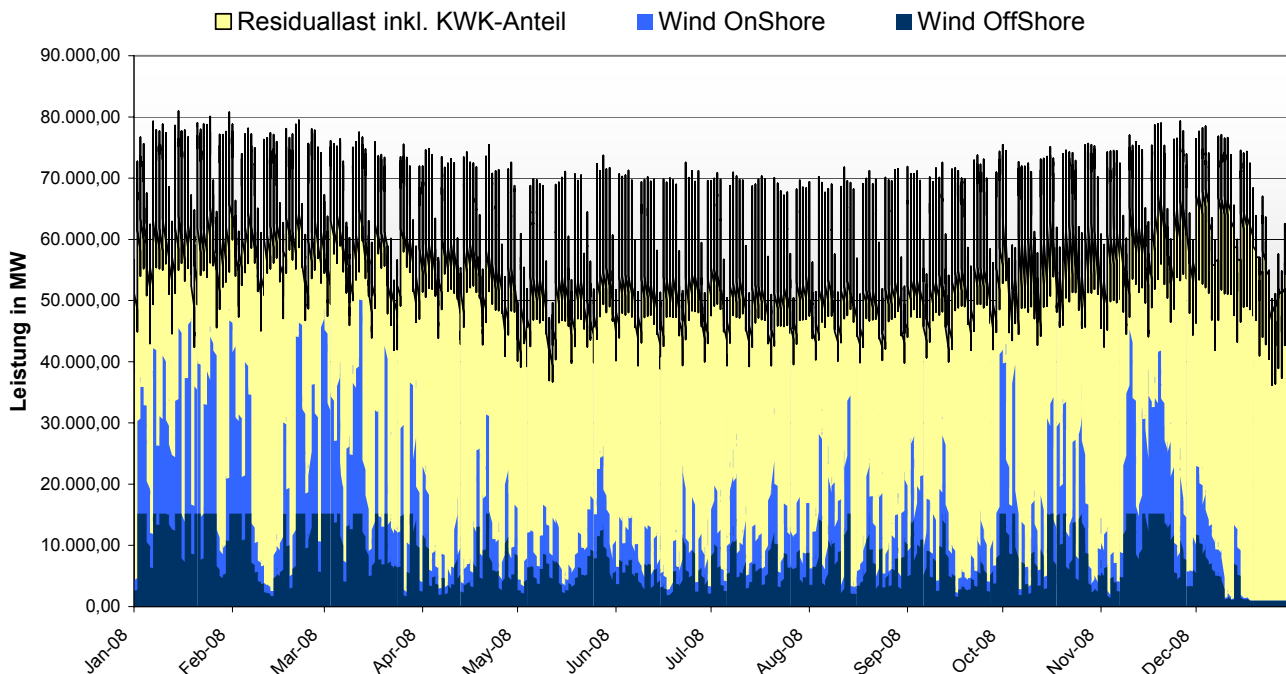


Bild 3: Netzlast und hochgerechnete Windeinspeisung für das Jahr 2008

ansonsten sehr stark angestiegen wäre.

Bezüglich der Zukunft der Kernenergie in Deutschland wurde von den festgelegten Restlaufzeiten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ausgegangen. Dadurch wurde für das Jahr 2020 bzw. 2025 mit einem Ausstieg aus der Kernenergie gerechnet und die fehlende Kraftwerksleistung durch Neubauten von Kohle- und GuD-Kraftwerksblöcken kompensiert.

Innerhalb der Modellrechnungen wird mit Hilfe von vereinfachten Annahmen eine Residuallast ermittelt. Diese durch die Kraftwerke der Übertragungsnetzebene zu deckende Residuallast - also die nach Abzug der Lastdeckung durch regenerative bzw. nicht disponible Erzeugung verbleibende Restlast - bildet die durch das Optimierungsmodell mit den dispatchbaren Kraftwerken zu deckende Last. Hierbei wird vereinfacht die KWK-Einspeisung, die als nicht disponible Erzeugungseinheit und größtenteils auf der Verteilnetzebene einspeisend unterstellt wurde, entsprechend den von der Bundesregierung geforderten Anteilen an der Gesamtstromproduktion für das Jahr 2020 (ca. 25%) hochgerechnet und bei der Bildung der Residuallast berücksichtigt. Da die Informationen zum damaligen Zeitpunkt noch sehr begrenzt waren, konnte das KWK-Einspeiseprofil nicht genauer aufgelöst werden und wurde daher zunächst als konstantes Band angenommen. Im Teil 2 des Projekts wird daher nun die KWK-Einspeisung genauer untersucht werden und in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (fE) in München im Stundenraster genauer aufge-

löst. Die Annahmen für die KWK-Einspeisung haben somit entscheidenden Einfluss auf die zu erwartenden Ergebnisse und Leistungsüberschüsse.

2.3.4 Simulationszeitraum

Zur Ermittlung von aussagekräftigen Daten wurde unter anderem ein Zeitraum von einem Jahr gewählt. Das stärkste Starkwind/Schwachlastszenario trat im Jahr 2008 vom 19.02.2008 bis 03.03.2008 auf. Hier hatte es an einem Wochenende im März eine äußerst ungünstige Kombination von hoher Windeinspeisung und niedriger Wochenendlast gegeben. Solche kurzfristigen Szenarien erlauben jedoch nur eine sehr begrenzte Aussage zum zukünftig zu erwartenden mittleren Einspeiseverhalten der Windenergie und der daraus resultierenden Fahrweise des Kraftwerks-parks. Um die Häufigkeit der verschiedenen Wind-Last-Kombinationen besser mitteln zu können, wurde daher der Simulationszeitraum auf ein ganzes Jahr festgelegt.

2.4 Ergebnisse mit heutigen Kraftwerkparametern

Bei den durchgeführten Optimierungsrechnungen wurde für das Jahr 2020 ein Windüberschuss von ca. 3,2 % und für das Jahr 2025 von ca. 8,3 % der jährlichen Gesamtwindeinspeisung errechnet. In absoluten Zahlen ausgedrückt sind dies etwa 4,2 TWh für das Jahr 2020 und etwa 13,9 TWh für das Jahr 2025. Bezogen auf einen Jahreszeitraum scheint dies angesichts von einem Gesamt-Nettostromverbrauch von etwa 540 TWh in Deutschland 2008 eher wenig zu sein [5]. Bezogen auf die Zeiträume in denen diese Überschüsse auftraten, zeigt sich jedoch, dass es sich hierbei um Leistungsüberschüsse von über 20 GW handeln könnte. Der energetische Windüberschuss lag bei den Simulationen für das Starkwindwochenende aus dem März für das Jahr 2020 bei 834 GWh (siehe **Bild 4**). Vergleicht man hierbei die maximalen Auslegungsgrößen des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal, das eine Speicherkapazität von etwa 8 GWh und eine Pump- bzw. Turbinenleistung von rund 1 GW aufweist, so wird die geringe Beitragsfähigkeit von einzelnen Pumpspeicheranlagen zur längerfristigen Energiespeicherung deutlich. Problema-

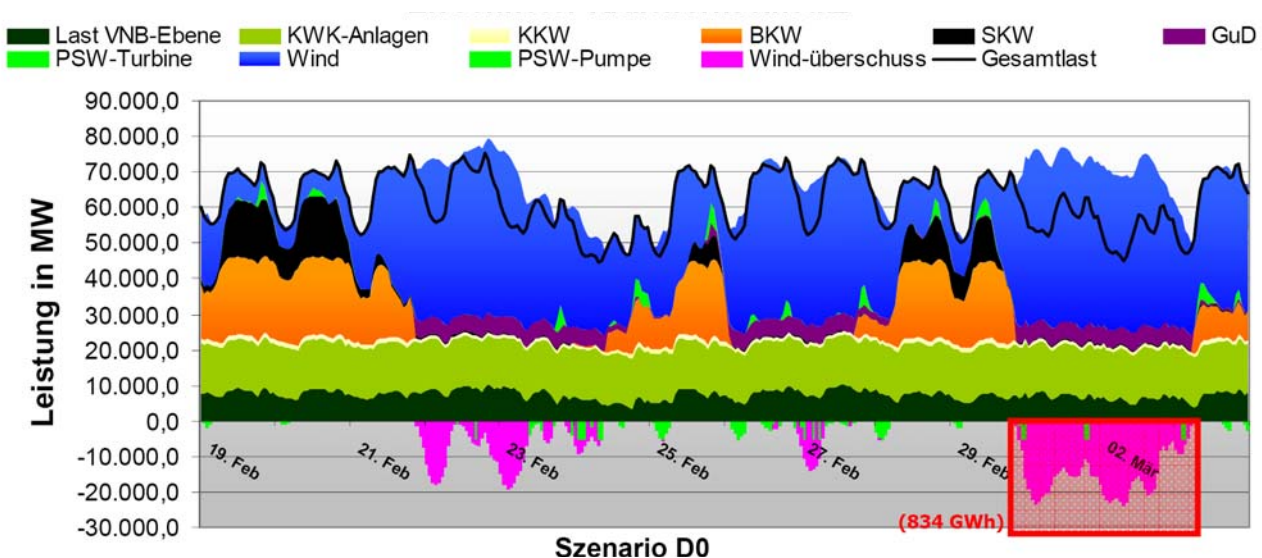


Bild 4: Errechneter Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2020 (Starkwind/Schwachlast)

tisch sind damit neben den bereits erwähnten Leistungstransienten der Windkraftanlagen vor allem die bei Spitzeneinspeisungen möglicherweise auftretenden absoluten Leistungs- und Energieüberschüsse in Zeiträumen von einigen Stunden oder Tagen.

Betrachtet man in diesem Zusammenhang das zuvor genannte ungünstigste Einspeiseszenario von Anfang März, so werden die Größe der Problematik und der zukünftige Bedarf an Großspeichern leicht ersichtlich.

2.5 Auswirkungen von verbesserten Kraftwerksparametern

Auf Grund von verbesserten Kraftwerksparametern, wie einer geringeren Mindestleistung im Teillastbetrieb, erhöhten Laständerungsgeschwindigkeiten und verkürzten Mindestbetriebs- und Mindestabstellzeiten, könnte entsprechend der Optimierungsrechnungen die Windintegration für das Jahr 2020 von 96,8 % auf ca. 97,5 % erhöht werden. Dies bedeutet zwar nur eine Verbesserung um 0,7 %, dies entspricht aber fast 1 TWh an elektrischer Energie, die direkt genutzt werden könnte und für die keine Speicher notwendig wären. Bei den Verbesserungen der einzelnen Parameter für Kohlekraftwerke wurde dabei von einer technischen Mindestleistung von 15 – 20% (heute 33 bis 40%), einer durchschnittlichen Laständerungsgeschwindigkeit von 5% $P_{\text{Nenn}}/\text{min}$ (heute 2% $P_{\text{Nenn}}/\text{min}$) und einer Mindestbetriebs- und Mindestabstellzeit von 2 Stunden (heute 5 Stunden) ausgegangen. Durch die zukünftig steigende Windeinspeisearbeit, auf Grund der steigenden installierten Kapazitäten, werden solche Verbesserungsmaßnahmen natürlich auch häufiger zum Tragen kommen und somit sich die Investition in die entsprechenden Anlagen zur Verringerung fossiler Brennstoffverbräuche (spezifisch jedoch höher, da geringerer Wirkungsgrad bei Teillast) mehr lohnen als dies bis heute der Fall ist. Betrachtet man sich, unter den getroffenen Annahmen und Vereinfachungen, die in den verschiedenen Zeithorizonten errechneten bilanzierungstechnischen Engpässe bei der Windintegration, so ist ab dem Jahr 2020 hier ein deutlicher jährlicher Zuwachs der Windüberschüsse zu erkennen.

3 Fazit

Die bislang vorgenommenen Untersuchungen haben gezeigt, dass sich die Fahrweise des heutigen fossil befeuerten Kraftwerksparks, auf die in dieser Studie besonderer Schwerpunkt gelegt wurde, zukünftig durch eine höhere Dynamik mit steigender Zahl von An- und Abfahrvorgängen bei starken und mittelstarken Windszenarien sowie daraus resultierend geringeren Volllaststundenzahlen der thermischen Kraftwerke charakterisieren wird. Problematisch ist hierbei vor allem die Tatsache, dass viele der heute vorhandenen Braun- und Steinkohlekraftwerke, aber auch die Kernkraftwerke, aus Gründen des erhöhten Verschleißes und der sinkenden Effektivität der Blöcke bei tiefem Teillastbetrieb, gar nicht bzw. nur selten im Bereich der technischen Mindestleistung ihrer Betriebshandbücher gefahren werden. Hinzu kommt das die meisten Anlagen bei Betrieb mit Mindestlast nicht in der Lage sind die Systemdienstleistungen Primär- und Sekundärregelung anbieten

zu können. Hierfür sind meist weitaus höhere Teillastbetriebspunkte notwendig. Für das Kraftwerk Rostock liegen die tatsächlichen gefahrenen Mindestleistungen daher meistens im Bereich von 50% der Nennleistung. Oftmals finden unterhalb von 50% der Nennleistung Umschaltvorgänge von Kohlemühlen statt, die die Bereitstellung von Regelleistung nicht ermöglichen.

Geht man davon aus, dass sich die grundsätzlichen Windverhältnisse aus den vergangenen Jahren auch in Zukunft nicht ändern werden, so wird es trotz der massiven Zubauplanungen von Windkraftanlagen auch zukünftig ausgeprägte Schwachwindphasen geben, in denen der Leistungsbedarf der Verbraucher durch konventionelle thermische Kraftwerke gedeckt werden muss, solange keine weiteren alternativen Energiequellen mit Großspeichertechnologien zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Speicher scheinen momentan Druckluftspeicherkraftwerke der erste Schritt in Richtung der Großspeicher zu sein. Langfristig sind derzeit auch Wasserstoffkavernenspeicher und eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen als Energiespeicher im Gespräch. Konkrete Zahlen können hier jedoch noch nicht genannt werden, weder zu den Leistungs- und Kapazitätsklassen noch zu den möglichen großtechnischen Inbetriebnahmezeitpunkten.

Durch Kraftwerksoptimierungen lässt sich die Windintegration, wie die Untersuchungen zeigen, deutlich verbessern. Eine vollständige Integration der Windenergie kann jedoch auch durch weiterentwickelte Kraftwerke nicht ohne Speicherkonzepte bzw. intelligente Lastmanagementsysteme erzielt werden.

4 Ausblick

Wie bereits eingangs erwähnt, werden die Untersuchungen im VGB-Projekt 333 als Teil 2 fortgeführt und die einzelnen Schwerpunkte nun vertiefter betrachtet. Hierzu gehört die genauere Auflöserung der KWK-Einspeisung und damit eine bessere Ermittlung der Residuallast. Des Weiteren wird bei den aktuellen Optimierungsrechnungen auch die Wirkungsgradreduzierung bei Teillastbetrieb genauer berücksichtigt. Um die ermittelten Einsatzpläne auf ihre tatsächliche Umsetzbarkeit hin zu testen, sollen nun auch Lastflussmodelle des deutschen Übertragungsnetzes verwendet werden. In Zusammenarbeit mit der DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) sollen zudem zukünftig auch genaue Windzeitreihen basierend auf exakten Windgeschwindigkeitsmessungen und Standortzuweisungen verwendet werden.

Literatur

- [1] Carrión, M.; Arroyo, J. M.: "A computationally efficient mixedinteger linear formulation for the thermal unit commitment problem", IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 3, pp. 1371-1378, Aug. 2006.
- [2] Gottelt, F.; Ziems, C.; Meinke, S.; Haase, T.; Nocke, J.; Weber, H.; Hassel, E.: „Auswirkungen von fluktuierender Windenergieeinspeisung auf das regel- und thermodynamische Betriebsverhalten konventioneller Kraftwerke in Deutschland“, Universität Rostock, Studie, 21. Oktober 2009

- [3] Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S; Voß, A.: „Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio“, IER Universität Stuttgart , Studie, 20. November 2009
- [4] HusumWindEnergy (2008): “WindEnergy Study 2008 - Assessment of the wind energy market until 2017 (Charts)” www.husumwindenergy.com www.dewi.de
- [5] IG BCE Brancheninfo Elektrizitätswirtschaft: “Fakten und Daten zur deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2008 und Ausblick”, www.igbce.de, 06/2009
- [6] Neise, F.: “Risk Management in Stochastic Integer Programming With Application to Dispersed Power Generation”, Vieweg + Teubner Research, 2008
- [7] Nowak, M. P.; Römisch, W.: “Stochastic Lagrangian relaxation applied to power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty,” Ann. Oper. Res., vol. 100, pp. 251–272, 2000.
- [8] Sun, N.; Ellersdorf, I.; Swider, D. J.: “model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty”, DRPT2008, Nanjing China, 6-9 April 2008
- [9] VDI/VDE-Gesellschaft Mess- und Automatisierungstechnik: „VDI/VDE-Richtlinie 3508: Block-Führung/-Regelung von Wärmekraftwerken“, Technischer Bericht, 2002.
- [10] Weber, H.; Haase, T.; Gottelt, F.; Nocke, J.; Hassel, E.: „Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks“, VGB KELI 2008, Hamburg, 6. Mai 2008
- [11] Bundesverband Windenergie e.V.: „Zukunftsmarkt: Offshore“, Themen&Hintergründe, www.wind-energie.de/de/themen/offshore/