

Wind, Sonne und Regelleistung

Lion Hirth & Inka Ziegenhagen

hirth@neon-energie.de

This is a post-print version of an article published in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
Brought to you by neon.

Please cite as: Hirth, Lion & Inka Ziegenhagen (2013): „Wind, Sonne und Regelleistung“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 10/2013.

neon neue
energieökonomik

Seeking advice on power markets? neon neue energieökonomik is a Berlin-based boutique consulting firm for energy economics. neon conducts model-based studies of power markets, provides electricity price forecasts, and organizes seminars.

www.neon-energie.de ☎

Wind, Sonne und Regelleistung

Lion Hirth und Inka Ziegenhagen

Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne unterliegt regelmäßig Prognosefehlern und erhöht damit den Bedarf an Regelleistung. Basierend auf einem probabilistisch-analytischen Modell kann geschätzt werden, dass jedes zusätzliche Gigawatt an Solar- oder Windleistung den Bedarf an Regelleistung um 30-70 MW erhöht. Ein Blick in die Vergangenheit zeigt allerdings Überraschendes: Obwohl sich die installierte Leistung von Windenergie und Photovoltaik (PV) in den vergangenen fünf Jahren verdoppelt hat, konnte der Bedarf an Regelleistung um 20 % gesenkt werden. Mögliche Gründe hierfür sind die Einführung des Netzregelverbundes und ein verbessertes Bilanzkreismanagement.

In den vergangenen fünf Jahren hat sich in Deutschland die installierte Leistung von Wind- und Solarenergie auf 65 GW verdoppelt. Nach dem Netzentwicklungsplan steht bis 2020 eine weitere Verdopplung an. Da die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen inhärenten Prognosefehlern unterliegt, führt ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien zu einem höheren Bedarf an Regelleistung. Nachstehend wird erörtert, welchen Einfluss die regenerativen Energien auf den Regelleistungsmarkt haben und welche aktive Rolle Windenergie und PV bei der Systemstabilisierung einnehmen können [1].

Das System der Regelleistung

Um im Stromsystem eine stabile Frequenz von 50 Hertz zu halten, müssen sich Stromverbrauch und -erzeugung zu jedem Zeitpunkt entsprechen. Um dieses auch kurzfristig zu gewährleisten, wird Regelleistung eingesetzt. Ist der Stromverbrauch geringer als die Erzeugung, wird negative

Regelenergie benötigt; in diesem Fall werden Kraftwerkskapazitäten gedrosselt oder die Last erhöht. Bei einem Leistungsdefizit im Stromsystem wird positive Regelleistung eingesetzt.

Für die Aktivierung der Regelleistung [2] sind in Deutschland die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich (siehe Abb. 1). Seit 2009/10 kooperieren sie im Netzregelverbund (NRV) und dimensionieren dort gemeinsam die vorzuhaltende Regelleistung, schreiben die Leistung über eine zentrale Onlineplattform aus und ermitteln einen deutschlandweit einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP). Darüber hinaus verhindert der NRV das Gegeneinander-Regeln zwischen den einzelnen Regelzonen.

Die aus der Aktivierung der Regelleistung entstehenden Kosten werden über den reBAP an jene Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) weitergegeben, die den Einsatz verursacht haben. BKV sind bspw. Stromerzeu-

ger, Vertriebe oder große Industriebetriebe. Sie erstellen für jede Viertelstunde einen Fahrplan über die geplanten eingespeisten und entnommenen Strommengen. Für die Einhaltung dieser Fahrpläne sind sie finanziell verantwortlich.

Ursachen für den Einsatz von Regelleistung

Der Bedarf an Regelleistung und damit auch die Höhe der vorzuhaltenden Leistung wird im Wesentlichen von vier fundamentalen Einflussfaktoren bestimmt (vgl. Abb. 2): Ungeplante Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, kurzfristige Wind- und PV-Prognosefehler und Fahrplansprünge [3]. Dabei ist zu beachten, dass nicht jeder „Fehler“ für sich ausgeglichen wird, sondern nur der Saldo aller Abweichungen.

Für den Regellenergiebedarf, der durch Wind- und Solarprognosefehler verursacht wird, ist neben der installierten Leistung die Prognosegüte entscheidend. Hierbei hat

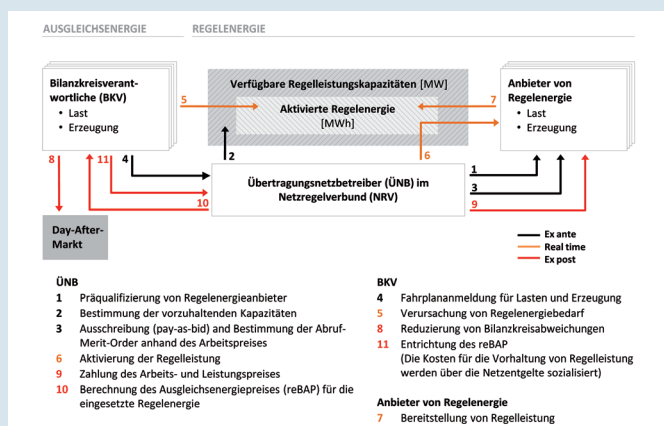


Abb. 1 Akteure im Regelleistungssystem und deren Interaktionen

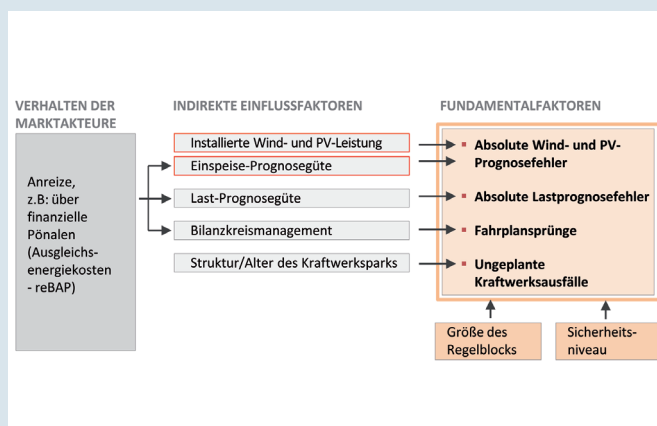


Abb. 2 Einflussfaktoren für die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistungskapazitäten

der Zeitpunkt der Prognoseerstellung einen signifikanten Einfluss: Je näher die Prognose am tatsächlichen Erfüllungszeitpunkt ist, desto genauer ist sie. Verantwortlich für die Einspeiseprognosen sind die BKV. Sie erstellen eine erste Prognose für den Day-Ahead-Handel. Verändert sich im Laufe des Tages die Prognose, so können die BKV im Intraday-Handel nachsteuern. Liquidität vorausgesetzt, ist für den Regelleistungsbedarf folglich nur die kurzfristige Intraday-Prognose entscheidend.

Darüber hinaus wird der Regelleistungsbedarf von verschiedenen indirekten Faktoren beeinflusst:

- Das Sicherheitsniveau gibt an, in wie vielen Stunden des Jahres der tatsächliche Regelleistungsbedarf höher sein darf als die vorgehaltene Leistung. In Deutschland muss die Regelleistung in 99,95 % aller Stunden ausreichen.

- Je größer die Regelzone, desto mehr gleichen sich Prognosefehler aus und desto relativ kleiner ist die vorzuhaltende Kapazität.

- Der Ausgleichsenergiepreis bestimmt als ökonomischer Anreiz das Verhalten der BKV – etwa die Prognosegüte von Wind, Solarenergie und Last sowie das Bilanzkreismanagement. So kann eine verstärkte Pönalisierung von systemdestabilisierenden Bilanzkreisabweichungen dazu führen, dass BKV eher in die Verbesserung ihrer Prognosegüte oder in einen aktiveren Intraday-Handel investieren.

Modellergebnis: Regelleistungserfordernis wächst

Um den Einfluss steigender Wind- und Solarleistung auf den Regelleistungsbedarf abzuschätzen, verwenden wir ein probabilistisch-analytisches Modell, welches an das Graf/Haubrich-Verfahren angelehnt ist [4]. Hierbei werden zunächst die Wahrscheinlichkeitsdichten der einzelnen fundamentalen Einflussgrößen empirisch aus Daten der ÜNB und der EEX geschätzt und dann zu einer gemeinsamen Dichtefunktion gefaltet. Anhand des Sicherheitsniveaus kann die vorzuhaltende Kapazität als Quantil der Dichtefunktion abgelesen werden. Um den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Regelleistungsvorhaltung zu quantifizieren, werden in einem zweiten Schritt die installierte Leistung von Windenergie und PV erhöht sowie die Prognosegüte verändert, wobei alle anderen Faktoren konstant gehalten werden (vgl. Abb. 3).

Die Modellergebnisse zeigen, dass je zusätzlich installiertem Gigawatt an Wind- oder Solarleistung 30-70 MW mehr Regelleistung erforderlich sind. Der Regelleistungsbedarf hängt zum einen von der Entwicklung der Prognosegüte, zum anderen vom Verhältnis von Wind- und Solarzubau ab. Bei 100 GW zusätzlich installierten EE-Kapazitäten führt eine 30-prozentige Prognosegüteverbesserung dazu, dass 4 GW weniger Regelleistungskapazitäten benötigt werden. Ein kombinierter Zubau von Wind- und Solarleistung reduziert tendenziell den

Regelleistungsbedarf. Diese Ergebnisse sind konsistent mit der veröffentlichten Literatur [5].

Sinkende Regelleistungskapazitäten trotz steigendem EE-Anteil?

Blickt man auf den historischen Verlauf der ausgeschriebenen Regelleistungskapazitäten, so ergibt sich zunächst ein überraschendes Bild. Obwohl sich die installierte Leistung von Wind und PV in den vergangenen fünf Jahren mehr als verdoppelt hat, wurden 2012 etwa 20 % weniger Regelleistungskapazitäten ausgeschrieben als 2008 (vgl. Abb. 4). Die Kosten für die Leistungsvorhaltung konnten sogar um die Hälfte gesenkt werden [1].

Dafür verantwortlich dürften eine Reihe von Einflussfaktoren sein: die Einführung des Netzregelverbundes, die bessere Prognose von Erneuerbaren-Erzeugung sowie ein verbessertes Bilanzkreismanagement dank liquiderem Intraday-Handel. Bedauerlicherweise sind den Autoren keine Studien bekannt, die den Einfluss dieser Faktoren quantifizieren. Die Marktentwicklung der letzten fünf Jahre ist natürlich kein Hinweis darauf, dass fluktuierende Erneuerbare den Regelleistungsbedarf senken, aber eine deutliche Erinnerung daran, dass eine Vielzahl von Faktoren den Bedarf beeinflussen – und in den letzten fünf Jahren der Wind- und Solar-Boom offensichtlich nicht der dominante Faktor war.

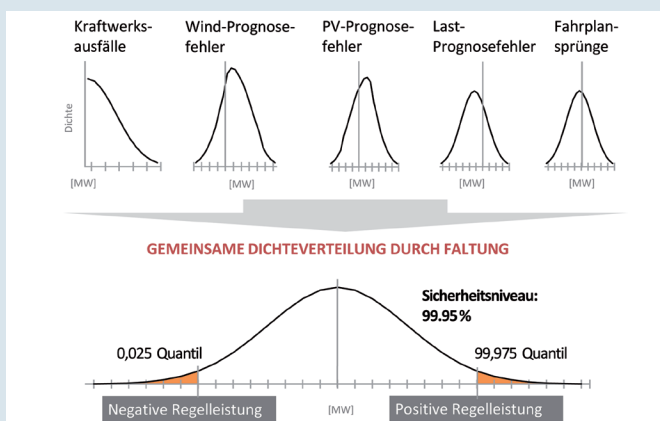


Abb. 3 Bestimmung der erforderlichen Regelleistung

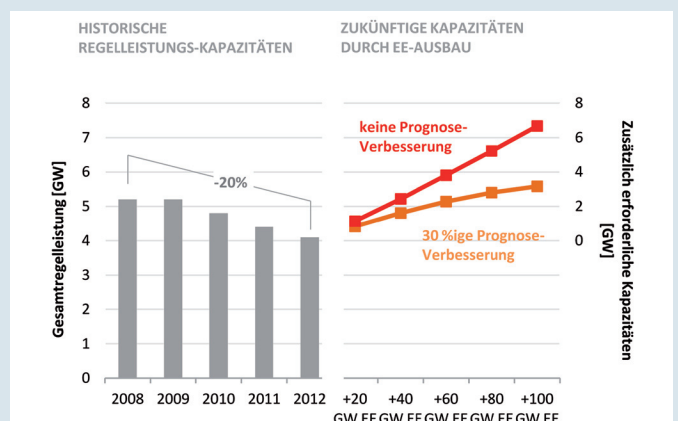


Abb. 4 Die historische Entwicklung der von den ÜNB ausgeschriebenen Regelleistung und die modellbasierte Prognose bei weiterem Erneuerbaren-Zubau

Wind und PV als Anbieter von Regelleistung

Erneuerbare Energien erfordern jedoch nicht nur eine vermehrte Vorhaltung von Regelleistungskapazitäten, sie können auch selbst Regelleistung bereitstellen. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften könnten Wind- und Solarenergie, wenn sie gerade Strom erzeugen, sehr günstig negative Regelleistung bereitstellen: Anders als bei thermischen Anlagen verursachen auch steile Rampen kaum zusätzlichen Verschleiß. Anlagen in der Direktvermarktung unterliegen nicht dem Doppelvermarktungsverbot, so dass es heute für mehr als die Hälfte der Erneuerbaren-Leistung keine rechtliche Hürde mehr zur Teilnahme an Regelleistungsmärkten gibt. Dennoch beteiligen sich Erneuerbare kaum an diesem Markt [6]. Das IWES-Forschungsprojekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ bemüht sich momentan, die letzten administrativen Hürden zu beseitigen [7].

Allerdings bildet das Marktdesign des Regelleistungsmarktes weiterhin eine prohibitiv hohe Barriere für den Marktzutritt von Wind- und Solaranlagen: Sekundärregelleistung wird von den ÜNB in wöchentlichen Auktionen in Zeitscheiben von mindestens acht Stunden ausgeschrieben. Erzeugungsprognosen sind auf diesem Zeithorizont zu ungenau, um Regelleistung mit der nötigen Sicherheit anbieten zu können. Darüber hinaus wäre vor allem für PV eine Auktionierung in kürzeren Zeitscheiben wichtig. Aus Sicht der Autoren spricht vieles dafür und kaum etwas dagegen, Regelleistung stundenscharf am Vortag zu auktionieren, analog zur Day-Ahead-Auktion des Spotmarktes.

Zutrittsbarrieren für Erneuerbare abbauen!

Zusammenfassend lassen sich die Entwicklungen am Regelenergiemarkt in wenigen

Sätzen skizzieren, die auch eine Handlungsempfehlung an die Politik einschließen, wie der Regelenergiemarkt weiterhin optimiert werden kann:

■ Variable Erneuerbare (Wind- und Solarenergie) erhöhen wegen inhärenter Prognosefehler den Bedarf an Regelleistung, schätzungsweise um 30-70 MW je GW.

■ Aber es gibt eine Reihe anderer Faktoren, die ebenfalls Einfluss auf den Regelleistungsbedarf haben: Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, Stundensprünge, die Größe der Regelzone und, indirekt, der Ausgleichsenergiepreis.

■ Einige dieser Faktoren haben den Einfluss des Wind- und Solar-Boom der letzten fünf Jahre offensichtlich überkompensiert: Trotz einer Verdopplung der Erneuerbaren-Leistung schreiben die ÜNB heute 20 % weniger Regelleistung aus als noch 2008.

■ Das Auktionsdesign der deutschen Regelleistungsmärkte bildet eine Zutrittsbarriere für Erneuerbare und andere Technologien, die aufgehoben werden sollte. Eine stundenscharfe Auktionierung von Regelleistung am Vortag würde weitere Wohlfahrtseffekte erschließen und die Privilegierung der Konventionellen am Regelenergiemarkt reduzieren.

Anmerkungen

[1] Für weitere Ergebnisse und Details zum methodischen Vorgehen siehe Hirth, L.; Ziegenhagen, I.: Control power and variable renewables“, FEEM Working Paper 2013.046, in Vorbereitung; sowie Ziegenhagen, I.: Impact of Increasing Wind and PV Penetration Rates on Control Power Capacity Requirements in Germany, Masterarbeit, Universität Leipzig 2013.

[2] Im kontinentaleuropäischen Stromsystem unterscheidet man zwischen drei Regelenergiearten: Primärleistung (PRL), Sekundärleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL). Die Aktivierung von PRL erfolgt dezentral im gesamten UCTE-Netz durch Leistungs-Frequenzsteuerung. Der Abruf von SRL und MRL erfolgt durch die ÜNB basierend auf den Regelgrößen Frequenzabweichung und Randintegral der Re-

gelzone. Siehe auch: UCTE: Operation Handbook, 2009, abrufbar unter: www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook

[3] Sog. Fahrplansprünge sind in der jüngsten Vergangenheit zunehmend in den Fokus der europäischen ÜNB getreten. Sie entstehen durch die Abweichung der realen, stetig verlaufenden Erzeugung und Lasten von den treppenförmigen Fahrplänen. Fahrplansprünge treten vor allem zu Zeiten von signifikanten Residuallast-Rampen auf, also morgens und spät abends. Siehe auch: Weißbach, T.; Welfonder, E.: High Frequency Deviations within the European Power System – Origins and Proposals for Improvement, VGB PowerTech 6/2009.

[4] Consentec: Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, abrufbar unter: www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/01/Gutachten_zur_Hoehhe_des_Regelenergiebedarfes_2010.pdf

[5] Ela, E.; Milligan, M.; Kirby, B.: Operating Reserves and Variable Generation, NREL Technical Report TP-5500-51978 (2011); vgl. auch: Holttinen, H.; Meibom, P.; Orths, A.; Lange, B.; O'Malley, M.; Tande, J. O.; Estanqueiro, A.; Gomez, E.; Söder, L.; Strbac, G.; Smith, J. C.; van Hulle, F.: Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, Wind Energy 14 (2) 2011, S. 179-192; siehe zudem: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, & Ingenieurbüro für neue Energien: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (2011), abrufbar unter: www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf.

[6] Köpke, R.: Umkämpfter Direktstrommarkt, in: Energie & Management, 3/2013.

[7] Speckmann, M.; Baier, A.; Siefert, M.; Jansen, M.; Schneider, D.; Bohlen, W.; Sponnier, M.; Just, R.; Netzel, N.; Christmann, W.: Provision of control reserve with wind farms, Vortrag auf der 11. Deutschen Windenergie-Konferenz, Bremen 2012.

*L. Hirth, Marktanalyst, Vattenfall GmbH, I. Ziegenhagen, Beraterin, Prognos AG, Berlin
lion.hirth@vattenfall.de
inka.ziegenhagen@prognos.com*