

Technische und ökonomische Bewertung der Inanspruchnahme von Netzdienstleistungen durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Christian A. Nabe
 Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, Technische Universität Berlin
 Müller-Breslaustr. 12, D-10623 Berlin
 E-mail: c.nabe@ww.tu-berlin.de

Kurzfassung

Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung werden von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien aufgrund ihrer stochastischen Erzeugungsscharakteristik und eingeschränkter Prognostizierbarkeit besonders in Anspruch genommen. In den sich entwickelnden Märkten für diese Dienstleistungen zeigt sich ein Trend zur energiebasierten Vergütung. Da ihre Preise an Spotpreise gekoppelt sind, ergeben sich in Systemen mit Überkapazität in der Erzeugung keine größeren ökonomischen Belastungen für Erneuerbare. Bei wachsender Inanspruchnahme durch Erhöhung des Anteils Erneuerbarer können Preispeaks zur Fixkostendeckung entstehen. Diese kann durch die Entwicklung der Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrageseite eingeschränkt werden. Bei der Förderung Erneuerbarer Energien dürfen diese Randbedingungen nicht vernachlässigt werden.

1 Einleitung

Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte werden zunehmend auch Netz- bzw. Systemdienstleistungen (SDL – *Ancillary Services*), zu Marktpreisen bewertet bzw. gehandelt. Ein weiterer Schritt auf dem Weg zu einer größeren Markteffizienz ist die individuelle Zurechnung nicht nur ihrer Bereitstellung, sondern möglichst auch der Inanspruchnahme.

Im Zusammenhang mit der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien mit einer variablen und z.T. stark stochastischen Lastcharakteristik wird die Frage der Inanspruchnahme von SDL durch diese Anlagen und die dadurch verursachten Kosten relevant. Dabei ist der angewendete Fördermechanismus zunächst von sekundärem Interesse. Bei der Umsetzung von Quotenregelungen für Erneuerbare werden neben den Preisen für die Zertifikate, die die umweltfreundliche Erzeugung repräsentieren, Marktpreise für den Strom gebildet, die auch zugerechnete SDL mit einschließen. In Systemen mit Einspeisevergütung werden von Abnehmern zumindest marktgerechte Schattenpreise für die Elektrizität aus Erneuerbaren gebildet werden.

In diesem Aufsatz werden daher Grundprobleme aufgezeigt, die sich bei der wertmäßigen Ermittlung der Inanspruchnahme von SDL durch Erneuerbare ergeben und welche Schlussfolgerungen daraus zu ziehen sind. Dazu wird nach einer Abgrenzung verschiedener SDL zunächst auf Grundprobleme der Zurechnung eingegangen und am Beispiel der Windenergie dargestellt, welche technischen Parameter für die Inanspruchnahme durch erneuerbare Energien relevant sind.

Um eine Bewertung der Inanspruchnahme zu skizzieren werden zunächst einige theoretische Grundsätze der Preisbildung auf einem Markt für Reservebereitstellung herausgearbeitet. Anschließend wird in einigen Beispielen dargestellt, in welche Form sich bereits Märkte für SDL etabliert haben und welche Entwicklungen sich abzeichnen. Schließlich wird auf wichtige Konsequenzen für den Ausbau Erneuerbarer Energien eingegangen.

2 Abgrenzung von Systemdienstleistungen, Bereitstellung

In den für das UCTE Netz maßgeblichen Spielregeln werden als SDL in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet. Dabei handelt es sich um Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung (UCPTE, 1998).

Da Elektrizität nicht speicherbar ist, muss ein Elektrizitätsversorgungssystem den ständigen Ausgleich zwischen entnommener und eingespeister elektrischer Arbeit sicherstellen. Findet dieser Ausgleich nicht statt, äußert sich dies in einer schlagartigen Frequenzabweichung von der Normfrequenz. Nachhaltigere Abweichungen von Leistungsnachfrage und Angebot gefährden die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems und führen zu Ausfällen in der Versorgung (*Loss of Load*). Da im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energien aufgrund ihrer stochastischen Angebotscharakteristik eben dieser Ausgleich eine besondere Herausforderung darstellt, wird sich der Rest dieses Aufsatzes auf SDL zur Frequenzhaltung beschränken.

In heutigen Elektrizitätsversorgungssystemen erfolgt weitestgehend eine Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch elektrischer Energie. Da Erzeugungssysteme einer gewissen Trägheit unterliegen (die maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten sind abhängig vom Kraftwerkstyp beschränkt) muss ein vorausschauender Kraftwerkseinsatz erfolgen. Für die mit einem Tag Vorlauf erfolgende Kraftwerkseinsatzoptimierung (*Economic Dispatch*) ist die Tageslastprognose nötig, die im Stunden- oder Viertelstundenraster auf Grundlage von Lastprofilen vergleichbarer Tage und Wetterfaktoren erstellt wird. In ihrem Rahmen werden kurzfristiger wirkende Kraftwerksreserven determiniert. Um untertägig auf Abweichungen der Tageslastprognose von realen Lastwerten reagieren zu können erfolgt im Rahmen der Momentanoptimierung eine aktive Vorsteuerung der schnell einsetzbaren Kraftwerkleistung durch Einsatz von „manueller Minutenreserve“ nach den Kriterien kostengünstiger Kraftwerkseinsatz und minimale Stellbewegungen (Dany, 2000). Im Zeitbereich <15 min wird das Lastverhalten als stochastisch betrachtet und bedarf daher einer automatischen Ausregelung.

Bei den Dienstleistungen zur Konstanthaltung der Frequenz handelt es sich um die Nutzung von Regeleinrichtungen, die auf Kraftwerksleistungsreserven zugreifen und nach ihrer Ansprechzeit und maximalen Einsatzdauer differenziert werden können. Die Primärregelung greift auf Primärregelreserve zurück und steht in einem Zeitraum bis 30 s voll zur Verfügung. Analog bestimmt die Sekundärregelung über den Einsatz der Sekundärregelreserve, die im Zeitraum von bis zu 15 min. eingesetzt wird und die Primärregelung ablöst. Die Dienstleistung Momentanoptimierung wird im Grid Code nicht explizit genannt.

Neben diesem, im idealisierten Normalbetrieb erforderlichen Regeleinrichtungen wird zusätzliche, zum Teil manuell, zum Teil automatisch eingesetzte Kraftwerkleistung benötigt um nicht antizipierte Ausfälle von Kraftwerksleistung zu kompensieren. In Rahmen der Tertiärregelung kann bei Blockausfall unter Nutzung der Tertiärregelreserve im Zeitbereich >15 min die Sekundärregelung wieder hergestellt werden. Schließlich wird die eingesetzte Tertiärregelreserve von Dauerreserve (Ansprechzeit ab 1 h) abgelöst

Ergänzend zu der bisher angesprochenen Kraftwerksreserve, die eine Regelung in positiver Richtung (inkrementell) ermöglicht, ist dekrementelle Reserve erforderlich. In den UCTE Spielregeln wird der positive Teil des Sekundärregelbandes als Sekundärregelreserve (inc.) bezeichnet, der negative als Sekundärregelleistung (dec.)

Die Bereitstellung von Kraftwerksreserve mit der entsprechenden Ansprechzeit kann nicht nur durch die Bereithaltung von Regelleistung in thermischen und hydraulischen

Kraftwerken erfolgen, sondern auch verbraucherseitig durch die Abschaltung von Lasten mit entsprechender Ankündigungszeit erfolgen.¹

Die Vorschläge für die Reform des Ancillary Service Markets in Australien sehen für die Dienstleistungen zur Frequenzregelung eine Differenzierung nach Continuous services (Normalbetrieb) und Contingency services (Störungen) vor (NEMMCO, 1999).

In den USA identifizierte die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sechs ancillary services, die Anbieter von Übertragungsdienstleistungen ihren Kunden bieten müssen und ähnlich wie die im UCTE Gebiet strukturiert sind. Weiterhin wird der *load following service* als separat zu vergütende Systemdienstleistung eingesetzt. Hierbei handelt es sich um vorhersehbare, stündliche Lastanpassung (Hirst und Kirby, 1998). Damit ist *load following* eine mit der angesprochenen Momentanoptimierung vergleichbare Dienstleistung.

3 Nutzung von SDL durch Erneuerbare Energien

Die Zurechnung von Kosten von Systemdienstleistungen sollte immer dann geschehen, wenn Leistungen individualisierbar sind. Bei der Beantwortung der Frage nach der Zuordnung der Inanspruchnahme von SDL durch ein Kraftwerk oder einen Verbraucher muss zunächst unterschieden werden, ob die Zuordnung auf Grundlage der erforderlichen Reservearbeit oder der mindestens vorzuhaltenden Reserveleistung vorgenommen werden soll.

In heutigen Elektrizitätsversorgungssystemen wird die Defizitwahrscheinlichkeit des Systems durch den Einsatz von Reserveleistung auf ein bestimmtes Niveau begrenzt. Die notwendige Höhe der Leistung wird heuristisch ermittelt.² Die Zurechnung der Leistung zu einzelnen Elementen des Systems ist jedoch schwierig möglich, da die Inanspruchnahme einer bestimmten Reserveleistung von verschiedenen Systemelementen in zeitlicher Abfolge möglich ist. Der „Beitrag zur Unzuverlässigkeit“ ist damit abhängig von der Systemgröße und den Eigenschaften anderer Systemelemente. So können sich Reserveanforderungen durch einfache Veränderung des Zuschnitts des Regelgebietes bzw. durch Kooperationsstrategien verändern. (Roggenbau, 1999). Daher können nur Reserveleistungsänderungen aufgrund von Veränderungen der Erzeuger- oder Laststruktur eines gegebenen Systems bestimmt werden. Analog zum Elektrizitäts-Spotmarkt, in dem auch nur die Inanspruchnahme der Leistung der Kraftwerke in Form von Arbeit gehandelt wird, muss die Zurechnung von Systemdienstleistungen daher auf Grundlage der Reservearbeit erfolgen.³

Prinzipielle Zusammenhänge zwischen der Nutzung erneuerbarer Energien und ihrer Inanspruchnahme von SDL wurden am Beispiel der Windenergie von Kirby et al. dargestellt (Kirby, Hirst, Parsons, Porter und Cadogan, 1997). Windenergieanlagen beanspruchen danach die gesamte Palette der oben skizzierten SDL. Das Ausmaß der Inanspruchnahme kann durch die Nutzung von Energiespeichern, durch größere räumliche Diversifizierung der Anlagen sowie durch Windprognosesysteme reduziert werden.

Ernst et al. ermittelten Korrelationskoeffizienten von 250 MW Windenergieanlagen zur Beurteilung der Inanspruchnahme von SDL. Räumliche Diversität und größere Turbinenanzahl reduzierten die Korrelationen der Leistungsfluktuationen. Eine genauere Quantifizierung der einzelnen SDL wurde jedoch nicht durchgeführt. Weiterhin wurde festgestellt, dass aufgrund ihres täglichen Verlaufes Windenergie zum *load following* beitragen kann (Ernst, Wan und Kirby, 1999).

¹ Im Grid-Code ist allerdings nur für die Bereitstellung der manuellen Minutenreserve die Einbeziehung von Lastabschaltungen vorgesehen (Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), 2000).

² Diese Heuristiken beinhalten die größte Blockleistung oder die Maximalleistung als Parameter (UCPTE 1998).

³ Folgerichtig wird auch im deutschen Grid Code von der Individualisierbarkeit der SDL für Frequenzhaltung auf Erbringerseite ausgegangen. Auf der Empfängerseite wird die Individualisierbarkeit verneint, jedoch die weitestgehend verursachungsgerechte Verrechnung von Sekundärregel- und Minutenreservearbeit angegeben (Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), 2000).

Eine eingehendere, quantitative, Analyse der Inanspruchnahme von SDL wurde von Dany durchgeführt (Dany, 2000). Er untersucht die Höhe der bereitzustellenden Reserveleistung in Modell-Kraftwerkssystemen, die hinsichtlich der Größe und Struktur den Regelgebieten in Deutschland etwa entsprechen, bei Steigerung des Leistungsanteils von Windenergie bis 10 %. Für die Primärregelreserve wird festgestellt, dass allein die Standardabweichung der Leistungsfluktuation im Sekundenbereich ihre notwendige Höhe determiniert. Die Ausfallwahrscheinlichkeit von Windenergieanlagen selbst wird aufgrund ihrer geringen Größe im Vergleich zu thermischen Erzeugungssystemen vernachlässigt. Im Vergleich mit der UCTE-weit bereitgestellten Primärregelreserve wird festgestellt, dass die für die Reservebemessung maßgebliche Erhöhung der kurzfristigen Leistungsschwankungen der Gesamlast selbst bei Erreichen des EU-Ausbauziels für Windenergie für 2010 sich nur im 1 % Bereich bewegt und damit vernachlässigbar ist.

Die Höhe der Sekundärregelreserve wird ebenfalls von den kurzfristigen Schwankungen der Last bzw. der eingespeisten Windenergieleistung bestimmt. Die oben genannten Zusammenhänge gelten analog. Jedoch ist auch bei sehr hohen Leistungsanteilen von Windenergie eine weitergehende Aufstockung der Sekundärregelreserve nicht nötig. Lediglich in Systemen mit ausschließlich thermischen Kraftwerken muss die zur Verfügung stehende Laständerungsgeschwindigkeit erhöht werden.

Der Minutenreservebedarf von Windkraftanlagen folgt aus dem Prognosefehler der abgegebenen Leistung. Dany ermittelt für den Reservebedarf im Falle einer prognostizierten Leistungsabgabe von 90 % der Nennleistung die dreifache Standardabweichung des Prognosefehlers. Weitere wichtige Abhängigkeiten ergeben sich von dem jahreszeitabhängigem Windangebot sowie vom Standort (Binneland, Küste, Offshore). Die Untersuchungen zeigen, dass sowohl hinsichtlich der inkrementellen als auch der dekrementellen Minutenreserve erhebliche zusätzliche Minutenreserveleistung bereitgestellt werden muss, wenn Durchdringungsgrade von 20 -40 % der installierten Gesamtleistung erreicht werden.

Schließlich haben Nielsen et al. bei einer Untersuchung des Wertes der Windenergie in Skandinavien neben dem Spotmarkt „Elspot“ den Balancemarkt „Elbas“ mit einbezogen, um die Auswirkungen der Fehlprognose der Gebotsmenge auf dem Spotmarkt abzubilden und damit in Anspruch genommene Reservearbeit bestimmt (Nielsen et al. 1999). Da jedoch auf dem Elbas bis minimal zwei Stunden vor Liefertermin gehandelt wird, handelt es sich hier um keine Repräsentation von Minutenreserve.

4 Marktformen für Kraftwerksreserve

4.1 Theoretische Anforderung

Wie erwähnt, beruht die bislang übliche Bestimmung der Höhe der erforderlichen Kraftwerksreserveleistung in allen Zeitbereichen auf Heuristiken, denen implizit Kosten und Nutzen der Reservebereitstellung gegenüberstellen. Im Rahmen der durch die Liberalisierung eingeleiteten Kostentransparenz müssen diese Abschätzungen expliziert werden. Die ökonomisch effiziente Preis/Mengenkombination für Reserve bildet sich am Schnittpunkt der Angebotsfunktion für Reserve (= marginale Kosten der Reservebereitstellung) und der Nachfragefunktion (= Nachfrage nach Verringerung der Defizitwahrscheinlichkeit).

Nachfragefunktion nach Reserveenergie

Die Nachfragefunktion für Reserveenergie entspricht der marginalen Zahlungsbereitschaft für Elektrizität, die wiederum den marginalen Kosten des Verzichts auf Lieferung entspricht (Prada und Ilić, 1999). Offensichtlich ist im Grenzfall die Zahlungsbereitschaft abhängig von der Höhe und vom Ankündigungszeitpunkt des Lastausfalls. Je näher der Abschaltzeitpunkt am Ankündigungszeitpunkt liegt, desto geringer sind die

Reaktionsmöglichkeiten des Nachfragers und desto höher ist die Zahlungsbereitschaft zur Verhinderung der Abschaltung. Damit sinkt die Preiselastizität der Nachfrage bis zum Lieferzeitpunkt ab. Die Höhe der Kosten von Versorgungsausfällen durch unangekündigte Versorgungsunterbrechungen aggregiert für alle Kunden wird auch als *Value of Lost Load (VoLL)* bezeichnet.⁴

Angebotsfunktion von Reserveenergie

Reserveenergie und über den Spotmarkt gehandelte Energie stammen aus den gleichen Kraftwerken. Damit sind Spot- und Reserveenergiepreise zwangsläufig eng verbunden. Reservekapazitäten selbst sind Substitute in absteigender Reihenfolge der Ansprechzeit. Damit müssen ihre Preise steigen, wenn die Ansprechzeit sinkt. (Wilson, 1999). Andererseits ersetzt Reserveenergie lediglich von ausgefallenen Erzeugungseinheiten nicht gelieferte bzw. aufgrund einer fehlerhaften Prognose nicht dispatchte Energiemengen. Somit werden diese Energiemengen nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit benötigt.

Unterstellt man einen Auktionsmechanismus analog zum Energie-Spotmarkt, werden nur solche Kraftwerke im Reservemarkt bieten, die nicht im Spotmarkt-Fixing lagen. Ist nicht mehr ausreichende Kraftwerkskapazität mit den geforderten dynamischen Eigenschaften am Markt, wird der Reservepreis so hoch werden, dass auch inframarginale Kraftwerke unter Verzicht auf ein Spotmarktgebot einen Teil ihres Regelbandes am Reservenergiemarkt anbieten. Sie werden allerdings die erwarteten Opportunitätskosten aus dem Spotmarktgeschäft (Fixingpreis abzüglich marginale Erzeugungskosten) auf das Reservepreisgebot aufschlagen (Allan und Ilić, 2000). In dieser Markt konstruktion ist zu erwarten, dass sich fixkostenintensive Kraftwerke langsam aus dem Systemdienstleistungsgeschäft zurückziehen und zumindest im Bereich der Minutenreserve von Spitzenlasteinheiten oder durch Lastmanagement (s.u.) abgelöst werden. Weiterhin müssen die Gebote startup-costs decken.

Werden zusätzlich Kapazitätsgebote zugelassen, können diese zur Deckung der Opportunitätskosten eingesetzt werden. Weiterhin möglich ist die ausschließliche Zulassung von Kapazitätsgeboten. Im Beanspruchungsfall wird für die Energie der Spotmarktpreis gezahlt, der jedoch nur für die Spotmarkt inframarginalen Kraftwerke die variablen Erzeugungskosten deckt. Diese Konstruktion erfordert somit aber ebenfalls Wahrscheinlichkeitsabwägungen und damit Unsicherheiten bei der Gebotsabgabe.

Fixkostendeckung

Die Vergütungsregelung muss sicherstellen, dass langfristige Investitionsanreize geliefert werden, die die Höhe der insgesamt installierten Kapazität auf dem gewünschten Zuverlässigkeitsniveau hält (*generation adequacy*). Im idealen Elektrizitätsmarkt mit Grenzkostenpreisbildung und unter Abwesenheit von Marktmacht wird Fixkostendeckung durch einen Systempreis erreicht, der aufgrund des Verlaufs der *merit order* in ausreichenden Zeiträumen über den Erzeugungsgrenzkosten liegt. Wird im Reservemarkt nach dem oben beschriebenen Preisbildungsprinzip verfahren, könnten Kraftwerke in diesem Markt ihre Fixkosten nicht decken und würden vom Markt verschwinden bzw. nicht zugebaut. Daher existieren in den meisten Märkten Vergütungskomponenten auch für Leistungsbereitstellung (s.u.). Es ist allerdings auch möglich, die bis zum VoLL reichende Zahlungsbereitschaft der Nachfrager auszunutzen und bei Kapazitätsknappheit den Preis über die Grenzkosten des marginalen Kraftwerks hinauszutreiben. Über solche Preispeaks ist wiederum eine Fixkostendeckung möglich. In einem idealen Markt würde sich das Reserveniveau automatisch auf das durch die Zahlungsbereitschaft im Reservemarkt ausgedrückte Niveau einstellen.

⁴ Der VoLL entspricht damit der Konsumentenrente. Eine Abschätzung der Größenordnung von VoLL anhand der Ergebnisse einer Umfrage von Gates, Billinton und Wacker ergibt eine Größenordnung von 10.000 US\$/MWh (Gates, Billinton und Wacker, 1999).

Marktversagen

Eine Reihe von Gründen machen dieses Konzept jedoch für die Anwendung in der Praxis nur eingeschränkt tauglich.

Zunächst sind die tatsächlichen Nachfragefunktionen von Endkunden schwer ermittelbar, da sie meist über Tarife Optionen auf den Elektrizitätsbezug haben und so keine Preistransparenz herrscht. Auch sind Verbraucher nicht auf die Reaktion auf sehr kurzfristige Preissignale eingerichtet, besitzen nicht die informationstechnischen Voraussetzungen für kurzfristige Preisübermittlungen und vor allen Dingen steht der mögliche ökonomische Anreiz in ungünstigem Verhältnis zu erzielbaren Kostenvorteilen. In den sehr kurzen Zeitbereichen in denen Primär- und Sekundärregelung wirken, können keine Märkte organisiert werden. Ebenso wenig ermittelbar ist der Verlauf der Real-Time Nachfragefunktion und damit des VoLL und seine Zurechnung auf einzelne Kunden.⁵ Auch bedingt der Aufbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze, dass Abschaltungen bei Leistungsdefiziten gesamte Versorgungsgebiete betreffen und nicht nach Zahlungsbereitschaft der Kunden differenziert wird. Die Erhaltung der Versorgungszuverlässigkeit hat damit den Charakter eines nur schwer individualisierbaren öffentlichen Gutes.

Weiterhin folgt das Investitionsverhalten in Erzeugungskapazität nicht unmittelbar und vollständig Preisanreizen aus den Elektrizitätsmärkten, wie der Investitionsrückstau in Kalifornien bis zum jetzigen Zeitpunkt (Januar 2001) zeigt.

Konsequenzen aus Marktversagen

Unmittelbare Konsequenz aus dem vollständigen Versagen des Marktes im Kurzzeitbereich (bis 1 h) ist die Übertragung der Verantwortung für die Bereitstellung und den Einsatz dieser Reserve auf einen *Independent System Operator (ISO)*. Zwar können Kraftwerke sich auch in bilateralen Vereinbarungen gegenseitig Reserve stellen, jedoch muss die Zeit bis zur Aktivierung des Ersatzkraftwerkes durch eine automatisch gesteuerte Reserve überbrückt werden. Dem ISO obliegt auch die Festlegung des Zuverlässigkeitsniveaus möglichst Anlehnung an das oben erwähnte VoLL-Kriterium.

Die Vereinbarung zu einer üblicherweise als Minutenreserve eingesetzten, vom Erzeuger oder System Operator abschaltbaren Last gegen eine vorher definierte Zahlung (mit Ankündigungszeiten von weniger als 15 Minuten) kann als *Real-Time-Pricing (RTP)* mit Preisobergrenze interpretiert werden, ab der die Stromlieferung aus Verbrauchersicht nicht mehr erwünscht ist. In der Regel wird RTP unmittelbar abhängig vom Strompreisverlauf gemacht und hat oft eine Vorlaufzeit von einem Tag oder einer Stunde. (Auer und Haas, 1999). Dabei kann die Höhe der Preisobergrenze zeitlich variabel sein. Mit RTP und Abschalloptionen auf dem kann aus der Höhe der caps verschiedener Verbraucher eine kurzfristige Nachfragekurve konstruiert werden.

4.2 Praktische Ausgestaltungen und Erfahrung

Die erwähnten Problemfelder der Marktgestaltung für Systemdienstleistungen führen in der Praxis zu unterschiedlichen Marktformen, die sich noch fortlaufend ändern.

Zunächst finden sich in dem meisten liberalisierten Elektrizitätsmärkte Ausgleichsmärkte, in denen ein bis zwei Stunden vor der Lieferung gehandelt werden kann und damit Änderungen der angemeldeten Fahrpläne möglich sind Abweichungen die beim real-time dispatch vorliegen, müssen unter dem Einsatz von SDL ausgeglichen werden.

⁵ Es ist unmittelbar einsichtig, dass sich der VoLL auch für einen einzelnen Kunden abhängig von der Anwendung der Elektrizität sehr verschieden ist: Der Ausfall von Computerzentralen verursacht Kosten in ganz anderer Größenordnung als der Ausfall von elektrischen Heizungen.

Deutschland

Ein deutscher Regelenenergiemarkt wäre noch nicht entstanden, wenn nicht die Auflagen der Kartellbehörden für die Fusion der RWE AG mit der VEW AG beinhalten würden, dass die neu gegründete Gesellschaft für den Netzbereich, die RWE net AG, Ausschreibungen für die Bereitstellung von Regelenergie durchzuführen hat. In der ersten Ausschreibung, deren Frist zum 17.01.2001 ablief, werden Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung für einen Zeitraum von fünf Monaten ausgeschrieben. Die Planung sieht vor, die Ausschreibungszeiträume künftig zu verkürzen und schließlich täglich auszuschreiben. Schließlich ist geplant, von einem leistungsbasierten Gebot auf eine Gebotsstruktur überzugehen, bei der nur tatsächlich zur Verfügung gestellte Energiemengen abgerechnet werden.

Die Abrechnung der Regelenergie erfolgt gemäß der Verbändervereinbarung II über die Bilanzkreisverantwortlichen. Für positive und negative Fahrplanabweichungen sind bei Überschreitung eines Toleranzbandes feststehende, asymmetrische Energiepreise zu zahlen auf die bei weitgehender Überschreitung noch ein Leistungspreisanteil aufgeschlagen wird. Nach heftiger Kritik⁶ ist geplant, zu spotpreisbasierter Preisbildung überzugehen.

Kalifornien

Die kalifornische Power Exchange CalPX und der kalifornische ISO CAISO arbeiten seit dem 31.3.1998. CAISO ist für den Markt für Systemdienstleistungen zuständig und betreibt außerdem den Real-time Markt und einen Congestion Management Markt. Die Systemdienstleistungen werden dabei in day-ahead sowie im hour-ahead Markt verauktioniert.

Zunächst bestimmt CAISO für jede Stunde des Tages den Bedarf an Reservekapazität. Die zweiteiligen Gebote der Erzeuger bestehen aus Kapazitäts- und Energiepreis. Zur Evaluation der Gebote wurde zunächst eine Kombination aus Kapazität- und Energiegebot angewendet, in der eine von CAISO geschätzte Aufrufwahrscheinlichkeit einfluss. Da es möglich ist, diese Regel strategisch auszunutzen (Chao und Wilson, 1999) werden nur noch Kapazitätspreise zum scoring der Gebote bis zum erforderlichen Reservelevel verwendet⁷. Die Evaluation der einzelnen SDL erfolgt von der mit der niedrigsten zu der mit der höchsten Ansprechzeit.

Beim real-time dispatch der Systemdienstleistungen zur Deckung von Defiziten oder Vermeidung von Überschüssen werden die Gebote in ansteigender Reihenfolge ihrer Energiegebotspreise genutzt und das marginale Gebot als 15-minütiger ex-post Preis gesetzt. Sind die Abweichungen größer als durch die Gebote gedeckt werden kann und muß deshalb Last abgeschaltet werden, administriert CAISO einen Preis. (Gómez, Marnay, Siddiqui, Liew, und Khavkin, 1999). Damit erhalten die Bereitsteller von Systemdienstleistungen Zahlungen für Kapazität und die in Anspruch genommene Energiemenge. Der in Rechnung gestellte Preis für Abweichung (*cash-out price*) entspricht einem mittleren Stundenpreis zuzüglich des Kapazitätspreises, der seit Sommer 1999 im Verhältnis der bezogenen Energiemengen mit umgelegt wird.

Aufgrund der knappen Kapazität und der Ausnutzung von Marktmacht hat es in den Systemdienstleistungsmärkten seit dem Sommer 1998 starke Preissprünge gegeben, auf die der CAISO mit einem cap von 500 \$/MWh reagierte, das später auf 250 \$ reduziert wurde (Siddiqui, Marnay und Khavki, 2000).

Das Kapazitätselement in den Geboten kann mit dem Kostenblock gerechtfertigt werden, der, wie oben erwähnt, bei der Bereitstellung insbesondere der Reserven mit kurzer Ansprechzeit entsteht. Außerdem trägt dies der Tatsache Rechnung, dass Bieter im SDL

⁶ Kritik wurde vom Verband kommunaler Unternehmen geäußert und durch eine Studie von NERA untermauert (National Economic Research Associates, 2000).

⁷ Neben diesem Gebotsmechanismus kann CAISO zusätzlich Reserveenergie, nur auf der Grundlage von Reserveenergiepreisen angeboten werden (*supplemental energy bids*).

Markt die Wahrscheinlichkeit für die Inanspruchnahme schwer kalkulieren können, da sie sowohl von der Höhe der anderen Gebote als auch von der benötigten Balanceenergiemenge insgesamt abhängig ist.

Australien

Die Australische National Electricity Market Management Company (NEMMCO) stellte im Oktober 1999 einen dreistufigen Plan zum Aufbau eines Marktes für SDL in Australien vor. Nach informationstechnischen Problem ist der Beginn der ersten Stufe der Einführung auf den Sommer 2001 verschoben worden. In Planung sind Spotmärkte für alle SDL zur Frequenzhaltung. Als wichtiger Punkt bei der Neukonzeption wird die verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf der Grundlage von Abweichungsmengen genannt (*causer pays*). Für alle Märkte soll es einen *common clearing price* geben, bei dem die Opportunitätskosten der Reservebereitstellung mit berücksichtigt werden sollen. Ein price-cap von anfänglich 250 AU\$/MWh soll innerhalb von vier Monaten 2000 AU\$/MWh und schließlich auf den VoLL angehoben werden (NEMMCO, 1999).

4.3 Zusammenfassung der Erfahrungen

Die Entwicklung in den drei angesprochenen Märkten illustriert den Übergang von einer pauschalen Bereitstellung und Berechnung von SDL hin zu selbstregulierenden Märkten ohne Kapazitätszahlungen. Besondere Schwierigkeiten ergeben sich allerdings in Märkten mit knapper Kapazität und damit auch einem knappen Potential für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Die Preissprünge auf diesen Märkten sind erwünscht und dürfen nicht willkürlich gekappt werden, da sonst Anreize für Investitionen in neue Kapazität entfallen. Andererseits kann in solchen Fällen Marktmacht leicht ausgenutzt werden.

4.4 Lastmanagement

Die mit den Märkten für SDL transparent werdenden Preise für Systemsicherheit geben Anreiz, über verstärkte Durchsetzung von Lastmanagementmaßnahmen bzw. RTP nachzudenken. So wurde in einer Untersuchung von Siemes und Reufkauf erwiesen, dass bei gegebenem Sicherheitsniveau die Reservebereitstellung (Minuten- und Stundenreserve) halbiert werden kann, wenn nur 10 % der Kunden ungesichert beliefert werden (Siemes und Reufkauf, 1998).

Schlechte Rahmenbedingungen wie lange erforderliche Kontraktzeiten und unzureichende Preisanreize haben in der Vergangenheit zur einer schlechten Nutzung dieser Ressource geführt (Auer und Haas, 1999). Prinzipiell können alle Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung auch von der Last bereitgestellt werden (Kirby und Hirst, 1999). Durch die weitere Entwicklung der Kommunikationsnetze (über Funk oder über das Leitungsnetz) sollte es möglich sein, Vorrichtungen für die zentrale Laststeuerung entweder direkt durch den ISO oder über Aggregatoren mit zu implementieren. Alle Geräte, die mit einem Speicher verbunden sind wie Wasserpumpen, Heizgeräte oder Kompressoren sind zum Lastmanagement geeignet. Auf diese Weise können pauschale Lastabschaltungen unter VoLL-Preisen verhindert werden

5 Schlussfolgerungen

In diesem Beitrag wurden zwei bedeutende Entwicklungen der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt

1. Die Verwirklichung einer klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung wird zu einem starken Anstieg der Nutzung Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung führen. Untersuchungen an deutschen Modellsystemen haben gezeigt, dass bei starken Zuwächsen des

Leistungsanteils von Windenergie Bedarf an zusätzlicher Minutenreserve besteht. Der Bedarf ist stark abhängig von der Genauigkeit der Windlastprognose.

2. Im Rahmen der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte etablieren sich Märkte für Systemdienstleistungen. Ihre Bereitstellung wird auf Erbringer- und Verbraucherseite individuell abgerechnet. Die in diesen Märkten erzielten Preise stehen in enger Beziehung zu den Spotpreisen.

Zunächst werden sich aufgrund der bestehenden Überkapazitäten in Europa keine extremen Preisentwicklungen auf dem Systemdienstleistungsmarkt geben. Damit ergeben sich kurz- bis mittelfristig auch keine besonderen Belastungen für Erneuerbare Energien aus diesen Märkten, zumindest unter der Voraussetzung, dass Fehlprognosen gleichmäßig nach oben und nach unten auftreten und Ausgleichsenergiepreisen keine Leistungskomponente haben werden. Mit zunehmendem Abbau der Überkapazitäten und dem Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere im Offshore-Bereich, werden jedoch die Preise wieder ansteigen und im Extremfall das Niveau von VoLL Preisen erreichen können.

Daraus ergeben sich zum einen deutliche Anreize für die Entwicklung und Verbesserung von Prognosesystemen für die Leistungsabgabe von Erneuerbaren Energien.⁸ Da ihre Prognosegenauigkeit (im Falle von Wind) im Substundenbereich nicht mehr zunimmt, eignen sich hour-ahead (balance) Märkte zu einem ersten Ausgleich des Prognosefehlers und führen zu einer Entlastung der Nutzung von SDL-Märkten. Zum anderen spricht vieles für ein Anwachsen der Bedeutung von abschaltbaren Lasten, die eine Form von RTP im Systemdienstleistungsmarkt darstellen können. Eine aktive Förderung dieser Optionen ist ganz im Sinne der Kostenminimierung des Gesamtsystems.

Eine weitere Konsequenz der Überlegungen ist die Notwendigkeit zu einer Neudefinition von Minutenreserve, falls die dort eingesetzten Leistungsgradienten nicht ausreichen, um durch regenerative Energien erhöhte Lastgradienten nachzufahren.

Da sich unkorrelierte stochastische Schwankungen wie sie bei Wind im Kurzzeitbereich auftreten nicht addieren, sondern die Standardabweichung nur mit der Quadratwurzel aus der Anzahl wächst, sollte der Bilanzkreis für die Bilanzierung der Kurzzeitschwankungen möglichst groß gewählt werden.

Bislang nicht genauer betrachtet wurde der Markt für dekrementelle Minutenreserve, die nach der zitierten Untersuchung von Dany (2000) stark an Bedeutung gewinnen wird. Hier gilt ähnliches, was im Zusammenhang mit abschaltbaren Lasten und RTP gesagt wurde. Durch kurzfristige Ansteuerung von Verbrauchern können hier sinnvoll Überschüsse abgebaut werden.

Als allgemeine Schlussfolgerung kann gelten, dass die Weiterführung der Liberalisierung durch die Einführung von Marktmechanismen für Systemdienstleistungen gerade auch im Zusammenhang mit der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien zu notwendigen Effizienzsteigerungen im gesamten Elektrizitätsversorgungssystem führen wird.

Weitergehende Forschung ist nötig in Bezug auf Fragen der Inanspruchnahme von SDL durch andere erneuerbare Energien als Wind, auf Preisentwicklungen in den Systemdienstleistungsmärkten sowie auf den Nutzen der Anwendung von weiteren Systemdienstleistungen wie load following.

⁸ Untersuchungen zu diesem Thema fanden bislang oft nur qualitativ statt. Eine Zusammenstellung findet sich bei Giebel (Giebel, 2000).

Literatur

1. Allan, Eric H. und Il Ć, Marija D. Reserve Markets for Power Systems Reliability. IEEE Transactions on Power Sytems 15[1], 228-233. 2000.
2. Auer, Hans und Haas, Reinhard. Der "Link" von zeitvariablen Tarifmodellen mit Spotmarkt-Preisen in deregulierten Elektrizitätsmärkten. IEWT 1999. Wien.
3. Chao, Hung-po und Wilson, Roberg. Incentive-Compatible Evaluation und Settlement Rules: Mult - Dimensional Acutions for Procurement for Ancillary Services in Power Markets. Stanford. 16. Feb. 1999. Stanford University.
4. Dany, Gundolf. Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. 2000. Aachen, Klinkenberg Verlag, Aachen.
5. Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG). GridCode 2000 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 2000. Heidelberg
6. Ernst, Bernhard, Wan, Yih-Huei, und Kirby, Brendan. Shor -term Power Fluctuation of Wind Turbines: Looking at Data from the German 250 MW Measurement Program from the ancillary services viewpoint. AWEA. Proceedings of the AWEA Conf. 99. 1999. Washington, DC.
7. Gates, J., Billinton, R., und Wacker, G. Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings. IEEE Transactons on Power Systems 14[2, February 1999], 43 -57. 1999.
8. Giebel, Gregor. On the Benefits of Distributed Generation for Wind energy in Europe. 2000. FB Physik der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg.
9. Gómez, Tomás, Marnay, Chris, Siddiqui, Afzal, Liew, Lucy, und Khavkin, Mark. Ancillary Services Markets in California. July 1999. Berkeley, CA. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
10. Hirst, Eric und Kirby, Brendan. Defining Intra- and Interhour Load Swings. IEEE Transactions on Power Systems 13[4]. 1998
11. Kirby, Brendan und Hirst, Eric Load as a Resource in Providing Ancillary Services. 61. 1999. Chicago IL.
12. Kirby, Brendan, Hirst, Eric, Parsons, Brian, Porter, Kevin, und Cadogan, John. B. Electric Industr Restructuring, Ancillary Services, and the Potential Impact on Wind. Proceedings of the AWEA 1999. 1997. Austin, TX
13. National Economic Research Associates. Wirtschaftliche Effizienz und wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelenergie in Deutschland - Ein Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen (VKU). 6. September 2000. London.
14. NEMMCO. Ancillary Service Review - Recommendations, Final Report. 15. Oct. 1999
15. Nielsen, Lars Henrik et al. Wind Power And A Liberalised North European Electricity Exchange. Proceedings of the EWEC Conference. 1999. Nice.
16. Prada, José Fernando und Ilic, Marija D. Pricing Reliability: A Probabilistic Approach. Large Engineerin Systems Conference on Power Engineering, June 20-22, Halifax, Canada 1999.
17. Roggenbau, Marc. Kooperation der Übertragungsnetzb treiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. Klingenberg Verlag, Aachen. 1999.
18. Siddiqui, Afzal S., Marnay, Chris, und Khavkin, Mark. Excessive Price Volatility in the California Ancillary Srvices Markets: Causes, Effects, and Solutions. May 2000. Ernest Orlando Lawrence Berkele National Laboratory.
19. Siemes, Bernd und Reufkauf, Thomas. Reserveleistung im Wettbewerb. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jg.[4], 225-229. 1998.
20. UCPTE. Spielregeln zur primären u. sekundären Frequenz- u. Wirkleistungsregelung in der UCPTE. 1998. Wien
21. Wilson, Robert. Market Architecture. 1999. Stanford, CA. Stanford University.