

VV II – Anforderungen und Chancen in der Praxis

Joachim Müller-Kirchenbauer und Michael Ritzau, Aachen

Am 13. September 1999 haben der Bundesverband der deutschen Industrie e.V.- BDI, der VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. und die Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V. die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie“ unterzeichnet. Sie stellt das Ergebnis eines langwierigen Verhandlungsprozesses dar und ersetzt die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ vom 22. Mai 1998. Der folgende Artikel stellt in groben Zügen dar, welche Regelungen die neue Verbändevereinbarung (VV II) vorsieht, welche wesentlichen Unterschiede sich zur vorangegangenen Verbändevereinbarung (VV I) ergeben und welche Anforderungen und Chancen für die verschiedenen Marktakteure daraus resultieren.

Im Unterschied zum regulierten Netzzugang wie z. B. in Skandinavien, England/Wales oder den USA unternimmt Deutschland als weltweit einziges Land den Versuch, einen Markt für leitungsgebundene Energien zu liberalisieren, ohne die Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur durch eine staatliche Verordnung zu regeln. Das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998, mit dem Deutschland die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt umsetzt, beinhaltet zwar die Voraussetzung für den Erlass einer Verordnung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWil), sieht aber grundsätzlich einen verhandelten Netzzugang vor, ergänzt durch die Verpflichtung zur Veröffentlichung von objektiven Kriterien für die Netznutzung und von Richtwerten zur Spanne der Durchleitungsentgelte. Die Ausgestaltung der konkreten Regelungen für die Netznutzung hat das BMWi einstweilen dem Verhandlungsprozess der genannten Verbände überlassen.

Dieses Vorgehen bewirkt, dass die vorliegenden Regelungen aus sich selbst heraus rechtlich nicht verbindlich sind. Die Wirkungen, die aus dieser rechtlichen Unverbindlichkeit resultieren, können die Wirkungen einzel-

Nach monatelanger harter Arbeit liegt mit der neuen Verbändevereinbarung ein in Grundzügen verbessertes Regelwerk zur Netznutzung vor, das jetzt in die Praxis umgesetzt werden muss. Bild: PICTOR International

ner Regelungsbestandteile bei weitem übersteigen, sollen aber hier nicht weiter thematisiert werden. Die folgenden Ausführungen setzen vielmehr voraus, dass die Regelungen der VV II so wie dort formuliert eingehalten werden, selbst wenn es erste Anzeichen dafür gibt, dass dies nicht durchgängig der Fall sein wird [1].

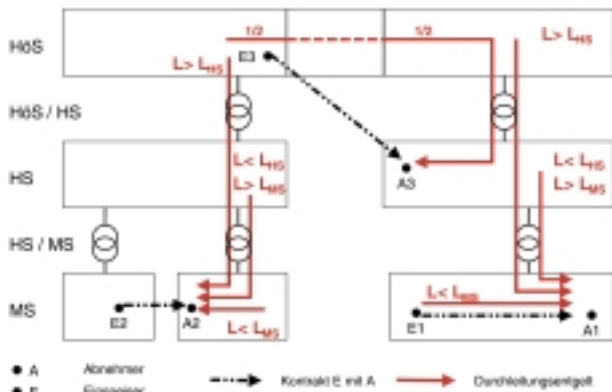
Wesentliche Neuerungen

Die VV II bringt gegenüber dem Energiewirtschaftsgesetz bzw. der VV I einige wesentliche Neuerungen:

Während das Energiewirtschaftsgesetz nur eine Führung getrennter Konten für Erzeugung, Übertragung und Verteilung verlangt, unterscheidet die VV II vertragliche Beziehungen für Netznutzung bzw. Netzanschluss und Stromlieferung. Der irreführende Begriff Durchleitung wird ersetzt durch den Begriff Netznutzung, das transaktionsbezogene Durchleitungsentgelt dementsprechend durch ein transaktionsunabhängiges Netznutzungsentgelt. Während das Energiewirtschaftsgesetz festlegt, dass Netze anderen Unternehmen zur Verfügung gestellt werden müssen, geht die VV II von einer Netznutzung durch Kunden bzw.

Dr.-Ing. J. Müller-Kirchenbauer und Dr.-Ing. M. Ritzau, BET Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH, Aachen

Durchleitungsentgelte nach VV I



Netzpunkttarif nach VV II

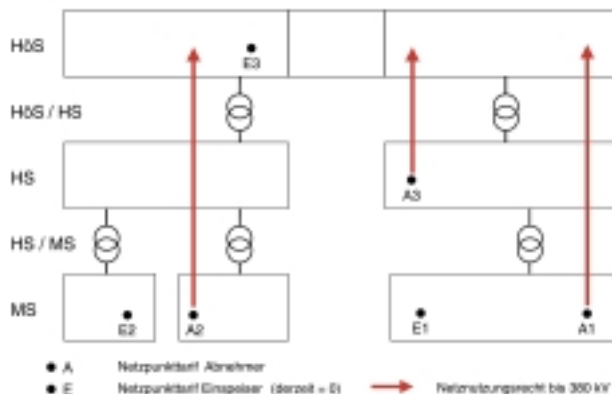


Bild 1: Die entscheidende Neuerung der VV II liegt im Wechsel des Netzzugangskonzeptes: Ersatz des transaktionsbezogenen Durchleitungsentgelts durch den transaktionsunabhängigen Netzpunkttarif; Netznutzung und Energielieferung lassen sich völlig trennen

Anschlussnehmer aus. Diese wesentlichen Änderungen erlauben eine vollständig entbundene Betrachtung von gelieferter Ware (elektrische Energie und Leistung) und Transportweg (Netz) bzw. Lieferant und Netzbetreiber. Hiermit kann die VV II einen Paradigmenwechsel in der Elektrizitätswirtschaft mit erheblichen Auswirkungen auf alle beteiligten Akteure einleiten (Bild 1).

Kostenpreise und Vergleichsmarkt

Die VV II legt eine Beibehaltung der kostenorientierten Preisbestimmung für die Netznutzung fest. In der konkreten Ausgestaltung ergeben sich punktuelle Unterschiede gegenüber der bisherigen Praxis. Wesentlicher Unterschied ist, dass ein bundeseinheitliches Kalkulationsschema vorgelegt wird, das sich im Großen und Ganzen am Vorgehen der baden-württembergischen Preisbehörde orientiert: Datengrundlage für Kosten und kostenmindernde Erlöspositionen ist die Gewinn- und Verlustrechnung bzw.

Spartenbilanz. Abschreibungen werden als Anderskosten laut kalkulatorischer Anlagenbuchhaltung berücksichtigt und ermitteln sich für fremdfinanzierte Anlagegüter auf der Basis des Anlagevermögens zu Anschaffungs-/Herstellungskosten und für eigenfinanzierte Anlagegüter auf Basis des Anlagevermögens zu Tagesneuwerten. Hierbei wird eine Begrenzung des anzusetzenden Eigenkapitalanteils auf 40% angestrebt. Die Verzinsung des Eigenkapitals wird auf Basis des separat zu ermittelnden betriebsnotwendigen Eigenkapitals mit Realzinsen zuzüglich eines Wagniszuschlages berechnet. Steuern auf den Scheingewinn werden ebenfalls als Kostenposition berücksichtigt.

Neben die Kostenorientierung stellt die VV II das Vergleichsmarktkonzept, mit dessen Hilfe Hinweise auf eine Elektrizitätswirtschaftlich rationale Betriebsführung gewonnen werden sollen. Dabei wird ein Vergleich strukturell vergleichbarer Netzbetreiber vorgesehen, der zunächst auf nationale Netzbetreiber beschränkt bleiben soll.

Unklar ist, welche Institution den Vergleich durchführen, nach welchen Kriterien er erfolgen soll und welche Folgen oder Sanktionsmechanismen er nach sich ziehen könnte. Konkrete Auswirkungen aus der Anwendung des Vergleichsmarktpinzips sind daher gegenwärtig nicht abzuschätzen.

Netznutzungsentgelte und Kostenwälzung

Netznutzer zahlen nur noch ein Netznutzungsentgelt. Dieses Entgelt beinhaltet die Systemdienstleistungen Frequenzhaltung (Primär- und Sekundärregelung), Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung (einschließlich Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern), und den Bilanzausgleich innerhalb von Standardtoleranzbändern. Die Berechnung des Entgeltes erfolgt wie bisher leistungsbezogen, wobei die Bezugsleistung um einen Gleichzeitigkeitsfaktor korrigiert wird. Durch die in der VV II festgelegte Gleichbehandlung von Netznutzern und nachgeordneten Netzebenen wird diese Entgeltberechnung auch zur Kostenwälzung angewandt, die damit nach dem Nettoprinzip erfolgt. Der Netzpunkttarif für die Netzebene, an die ein Netznutzer angeschlossen ist, beinhaltet folglich Kostenelemente aller vorgelagerten bzw. überlagerten Netze. Durch Zahlung dieses Netzpunktarifes erwirbt der Netznutzer das Recht, alle überlagerten Netzebenen zu nutzen und seinen Strombezug direkt vom Handlungspunkt in der Höchstspannungsebene zu decken. Durch die Trennung von Netznutzung und Stromlieferung werden auch kurzzeitige Lieferungen sowie Spot- und Börsengeschäfte grundsätzlich ermöglicht.

Netznutzer mit eigener Stromerzeugung bezahlen das Netznutzungsentgelt für ihren Zusatzbezug. Daneben bestellen und vergüten sie Reservenetzkapazität. Gegebenenfalls in Anspruch genommene Überschreitungsleistung wird unter Zugrundelegung des kompletten Leistungspreises ohne Gleichzeitigkeitsfaktor vergütet. Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, für die Kunden eine höhere Netzkapazität als die bestellte vorzuhalten.

Dezentrale Anlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz einge-

speist wird, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen. Gezahlt wird das Entgelt für alle bestehenden Anlagen, für neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und für Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien. Allerdings werden alle nach dem Stromeinspeisungsgesetz erfassten Anlagen von der Regelung ausgenommen [2].

Die Berechnung des Entgeltes erfordert die Verfügbarkeit einer Erzeugungsganglinie der dezentralen Einspeisung. Durch Überlagerung dieser Erzeugungsganglinie mit der Ganglinie des Bezugs von der vorgelagerten Netzebene kann eine hypothetische Bezugsganglinie erzeugt werden, auf deren Grundlage eine Entgeltberechnung durchgeführt wird. Die Differenz dieses hypothetischen Entgeltes zum tatsächlich an das vorgelagerte Netz gezahlten Entgelt ergibt den Betrag, der dem dezentralen Einspeiser zu vergüten ist. Eine Folge dieser Berechnungsweise ist, dass für dezentrale Einspeisungen generell die Netznutzungstarife der vorgelagerten Netze zum Einsatz kommen, während für die wirtschaftliche Bewertung von Eigenerzeu-

gungsanlagen der Netznutzungstarif der direkten Anschlussebene zu Grunde zu legen ist.

Generell ist festzuhalten, dass die Regelung für die dezentralen Erzeugungsanlagen lediglich eine Gleichstellung gegenüber der VV I bewirkt, eine Besserstellung ist in wenigen Ausnahmefällen zu erwarten, Verschlechterungen sind eher wahrscheinlich. Damit kann ein Beitrag zur Lösung der aktuellen wirtschaftlichen Probleme der Kraft-Wärme-Kopplung in der VV II nicht gesehen werden.

Handelszonen, Regelzonen und Bilanzkreise

Die VV II sieht eine Zweiteilung Deutschlands in eine nördliche und eine südliche Handelszone vor: Zur nördlichen Handelszone gehören die Netzgebiete der Bewag, der HEW, der PreussenElektra, der VEAG und der VEW; zur südlichen Handelszone werden die Netzgebiete von Bayernwerk, EnBW und RWE zusammengefasst. In Durchbrechung des Prinzips transaktionsunabhängiger Netznutzungsentgelte werden für Energiemengen, die

über die innerdeutsche Handelszonen-grenze hinweg gehandelt werden, 0,25 Pf/kWh als Transportentgelt erhoben. Analoge Entgelte (0,125 Pf/kWh) werden an den Kuppelstellen des deutschen Netzes vom und zum Ausland erhoben (Bild 2).

Die Netzgebiete der acht Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bleiben als Regelzonen weiterhin voneinander abgegrenzt. Innerhalb dieser Regelzonen werden Handel mit und Lieferung von Strom erheblich vereinfacht. Von elementarer Bedeutung hierfür ist der Begriff des Bilanzkreises, den die VV II folgendermaßen einführt: „Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen ÜNB durchzuführen ist“.

Bilanzkreise sind damit keine geographisch zu verstehenden Gebilde, sondern Kontierungssysteme, in denen für jeden Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) die zugeordneten Entnahmestellen und das Beschaffungsportfolio bilanziert werden. Bilanzkreise sind zunächst auf die jeweilige Regelzone beschränkt. Innerhalb dieser kann der Händler in seinem Bilanzkreis beliebige Entnehmer (Kunden) sowie Ein-

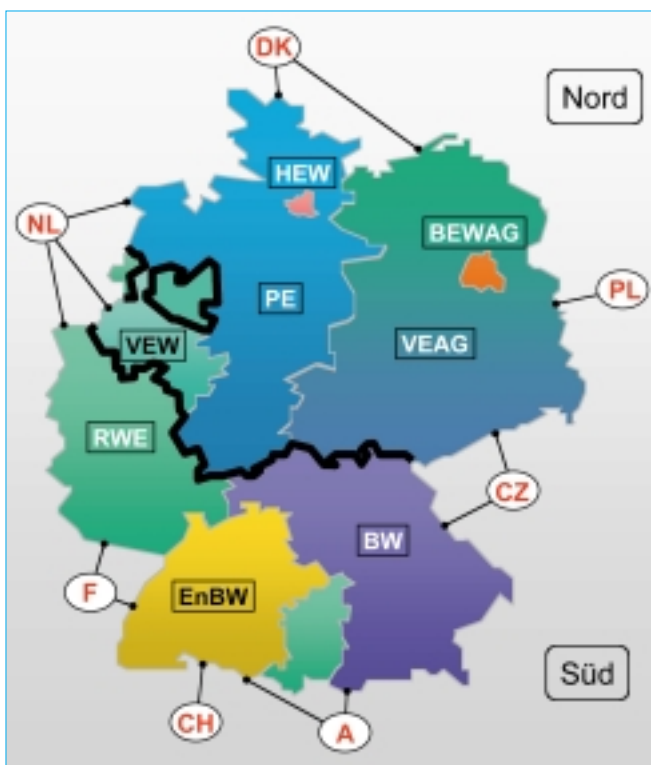


Bild 2: Innerhalb der ÜNB-Regelzonen erhebliche Vereinfachung der Stromhandelsaktivitäten; Übermittlung der Fahrpläne bei Energieaustausch über die Regelzonen-grenze hinweg; T-Komponente über Handelszonen-grenzen

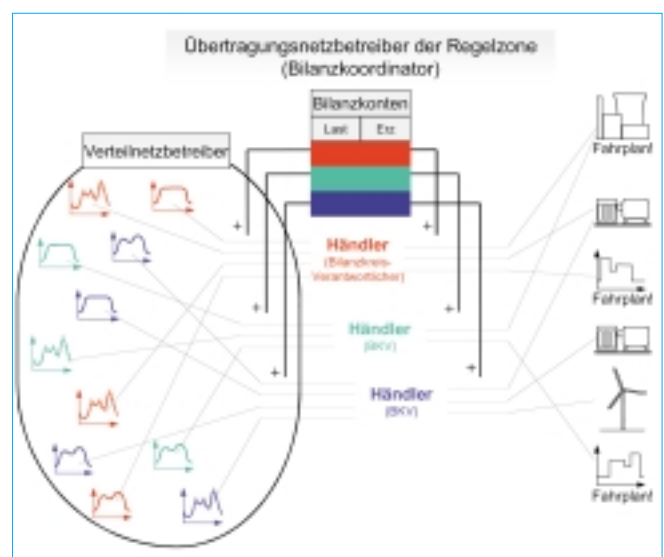


Bild 3: Zuständigkeiten nach VV II: Bilanzkreisverantwortliche Händler verantworten Abweichungen zwischen Beschaffungsportfolio und Entnahmen in ihrem Bilanzkreis; die ÜNB ermitteln 1/4-h-Leistungswerte für alle Entnahmestellen und übermitteln diese an Händler und in aggregierter Form an den ÜNB. Dieser besorgt den Bilanzausgleich und rechnet die Abweichungen der Bilanzkonten je Händler ab

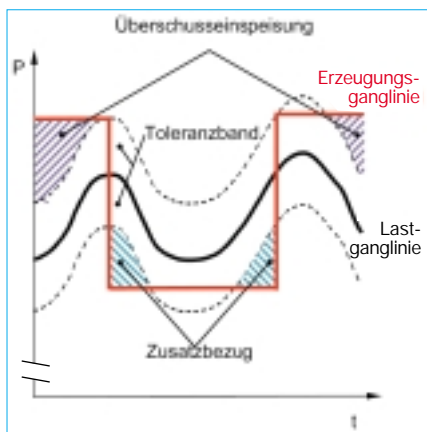


Bild 4: Preise für Mehreinspeisung (ca. 1,5 Pf/kWh) und insbesondere für Zusatzbezug (ca. 30,- DM/kWh/ Monat und 6 Pf/kWh) – entscheidende Parameter für die Bilanzkreisverantwortlichen

speiser (Kraftwerke) bündeln, ohne dass hierfür im Einzelnen Fahrpläne erforderlich sind (Bild 3). Für jeden Bilanzkreis muss ein BKV benannt werden, der gegenüber dem ÜNB der Regelzone verantwortlich für Abweichungen zwischen zeitgleicher Entnahme und Erzeugung ist (Bilanzabweichung). Der BKV kann der Händler selbst sein, oder ein von ihm benannter anderer Händler; in letzterem Fall wird der Bilanzkreis zu einem Sub-Bilanzkreis, der Bilanzausgleich erfolgt durch einen anderen BKV.

Die Notwendigkeit von Fahrplänen besteht künftig nur noch für die folgenden Fälle:

Bei Lieferungen über Regelzonen-grenzen hinweg müssen Austausch-fahrpläne übermittelt werden. Auch für den Austausch zwischen Bilanzkreisen einer Regelzone müssen Fahrpläne eingereicht werden. Kraftwerke über 100 MW Leistung reichen Einspeise-fahrpläne und ggf. eine quantitative Aufteilung ihrer Lieferungen auf verschiedene Bilanzkreise ein. Zur Umsetzung der Braunkohleschutzklausel sieht die VV II für Lieferungen in der Regelzone der VEAG die Verpflichtung zur Angabe der Herkunft des Stroms und der damit belieferten Kunden vor. Ferner müssen Verbrauchsfahrpläne angegeben werden, wenn eine Ab-nahmestelle aus mehreren Bilanzkreisen Energie bezieht. Schließlich sehen Vorgaben der DVG zu einem einheitlichen Fahrplanformat auch die Abgabe eines Kontrollfahrplanes für den Saldo von Verbrauch und Produktion eines Bilanzkreises vor. All diese Fahr-

pläne sind nur unter einer Vorausset-zung genehmigungspflichtig: Der ver-antwortliche ÜNB hat zuvor einen Netzengpass veröffentlicht.

Die Übermittlung der Fahrpläne hat bis 14:30 Uhr für den Folgetag zu erfolgen. Änderungen der Fahrpläne sind möglich, wenn eine Einspeiseleistung über 5 MW ausfällt. Dann können mit einer Frist von einer Viertelstunde Fahrplanwerte geändert werden. Bei Störungen von Entnahmen liegt die Frist bei gleicher Leistungsgrenze bei einer Stunde.

Die Bilanzabweichungen ermitteln sich dann einerseits aus den gemessenen Ist-Werten der Entnahmen und Einspeisungen innerhalb des Bilanzkreises bzw. der Regelzone und andererseits aus den Werten der Austausch-fahrpläne zwischen Bilanzkreisen oder über Regelzongrenzen hinweg.

Für die Bilanzabweichungen besteht in gewissen Grenzen die Mög-lichkeit des Naturalausgleichs; darüber hinaus erfolgt ein wirtschaftlicher Ausgleich über eine asymmetrische Arbeitspreisstellung sowie einen Leistungspreis. Für den Naturalausgleich wird ein Toleranzband definiert, das im Standardfall bei 5 % der kumulierten zeitgleichen 15-Minuten-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines Bilanzkreises liegt. Die Bilanzab-weichungen werden nach Hoch- und Niedrigtarifzeiten getrennt auf Pendel-konten erfasst und können innerhalb einer Saldierungsperiode in natura ausgeglichen werden. Als Saldie-rungsperiode wird eine Woche festge-legt, an deren Ende maximal 6 Voll-laststunden (HT) bzw. 4 Volllaststunden (NT) auf die Folgewoche überschrie-ben werden können. Die darüber hin-aus gehenden Kontobestände werden mit den asymmetrischen Arbeitspreisen verrechnet. Bei Differenzen zwischen zeitgleicher Einspeisung und Entnahme eines Bilanzkreises, die über das Tole-ranzband hinausgehen, wird zusätz-lich zu den Arbeitspreisen ein Monats-leistungspreis bzw. ein gestaffelter Jah-resleistungspreis erhoben.

Erste Preisangaben von Verbund-unternehmen, in deren Monopol die Regelenergie verbleibt, liegen für Mehrbezug um 6 Pf/kWh, für Mehrein-speisung um 1,5 Pf/kWh und der Mo-natsleistungspreis liegt in der Größen-ordnung von 30 DM/kWh. Diese Preise haben entscheidenden Einfluss auf die

Chancen von Stromhändlern, auf dem Markt zu bestehen oder überhaupt ein-en Markteintritt erreichen zu können (Bild 4).

BKV können zum einen unabhän-gige Händler sein, zum anderen die Handels- und Vertriebsabteilungen bestehender Energieversorgungsunter-nehmen, seien es Verbundunterneh-men oder Stadtwerke. Unternehmen, die selbst die Bilanzkreisverantwor-tung nicht übernehmen wollen, haben die Möglichkeit, einen Sub-Bilanzkreis als Teil eines bestehenden, größeren Bilanzkreises zu bilden.

Durch die Regelungen der VV II zum Bilanzkreismanagement werden in erheblichem Umfang neue Daten-ströme erforderlich. Dabei ist das Auf-gabengebiet der Verteilnetzbetreiber (VNB) gekennzeichnet durch Erhebung von 1/4-h-Leistungswerten [3] aller Ent-nahmen und ihre Aggregation und Übermittlung an Händler und ÜNB. Die informationstechnischen Anforde-rungen an alle Akteure werden in er-heblichem Umfang steigen. Ausgereif-te Soft- oder hardwartechnische Lö-sungen für das erforderliche Datenma-nagement liegen für die nahe Zukunft noch nicht vor, so dass zunächst in großem Umfang manuelles Datenma-nagement erforderlich wird.

Neben dem Problem der Datenü-bermittlung besteht für die große Mehrzahl der Abnahmestellen das Problem mangelnder Datenverfüg-barkeit. Damit sind alle Abnahmestellen gemeint, die nicht über eine registrie-rende 1/4-h-Leistungsmessung verfü-gen. Hierzu führt die VV II lediglich aus, dass für die Abwicklung der Stromlieferung vereinfachte Methoden vorgesehen sind. Die VV II überlässt es dem jeweiligen Netzbetreiber, das Verfahren zur Handhabung der in sei-nem Netz verwendeten Lastprofile vor-zugeben (synthetisches oder analyti-sches Verfahren), und macht keine wei-tere Vorgaben zur Detaillierung des ein- oder anderen Verfahrens.

Im Gegensatz zu einseitigen Dar-stellungen von Befürwortern eines der beiden Verfahren ist aus neutraler Sicht festzuhalten, dass keines der bei-den Verfahren die aufgrund fehlender Leistungsmessungen bestehende Infor-mationslücke nach objektiven Kriterien besser oder schlechter als das andere füllt; beide Verfahren sind plausible Annäherungen an die unbekannte

Realität. Allerdings ergeben sich für die beteiligten Akteure recht unterschiedliche Auswirkungen, die aus den Abweichungen der tatsächlichen Entnahmen von den zu Grunde gelegten Lastprofilen resultieren (Profilfehler). Diese Abweichungen betreffen zum einen Unterschiede in der Höhe des Energiebezugs eines Abnehmers oder einer Abnehmergruppe (Mehr- oder Mindermengen; Abweichungen vom zu Grunde gelegten Vorjahresverbrauch), die bei beiden Verfahren auftreten und nachträglich verrechnet werden können. Zum anderen ergeben sich bei der Verwendung synthetischer Normlastprofile auch in der Summe über einen Netzbereich unweigerlich Unterschiede in der zeitlichen Verteilung der Energiebezüge (Leistungsfehler; Abweichungen in zeitlichem Verlauf und Höhe der Bezugsleistung).

Eine wirklich kostenverursachungsgerechte Abbildung wäre nur auf Grundlage tatsächlicher Messwerte möglich; genau diese liegen aber nicht vor. Die Annäherung an die Kostenverursachungsgerechtigkeit können beide Verfahren nur bei entsprechender Detaillierung gewährleisten. Daraus resultiert jeweils ein erhöhter Rechenaufwand. Das synthetische Verfahren kann für sich in Anspruch nehmen, in der Handhabung etwas einfacher zu sein. Der entscheidende Unterschied ist aber, wem die Verfahren jeweils die Verantwortung für Abweichungen von den zu Grunde gelegten Erwartungswerten zuweisen.

Das analytische Verfahren bildet die Lastprofile durch Zerlegung der Summe aller nicht gemessenen Entnahmen. Damit ist gewährleistet, dass sich die tatsächlichen Entnahmen und die abschließend verrechneten Profile in

der Summe decken; der Leistungsfehler ist also gleich null. Jedoch hängen die rechnerischen Entnahmen der Entnahmestellen, die einem BKV zugeordnet sind, und damit seine Bilanzabweichungen, von den Restlasten der Netze ab, in denen er Kunden beliefert.

Beim synthetischen Verfahren ist der Händler (BKV) in der vorteilhaften Position, dass die ihm zugeordnete Entnahme genau durch die entsprechend der Normlastprofile eingespeiste Energie abgedeckt ist. Die Bilanzabweichungen aus der Versorgung von nichtgemessenen Entnahmestellen sind damit per se gleich null. Die tatsächlich auftretenden Abweichungen zwischen Normlastprofil und Entnahme gehen damit nicht zu seinen Lasten, sondern zu Lasten des Netzbetreibers, wobei noch nicht geklärt ist, welcher Netzbetreiber diese übernimmt: Möglich wäre sowohl eine Übernahme der entsprechenden Abweichungen durch den VNB wie auch durch den ÜNB. Für die zweite Variante spricht insbesondere, dass der ÜNB ohnehin die anfallenden Bilanzabweichungen mit den Händlern abrechnen muss. Im Zuge dessen könnten auch die auftretenden Mehr- oder Mindermengen bei Belieferung nichtgemessener Entnahmestellen verrechnet werden. Damit wäre auch erreicht, was alternativ durch das rechenaufwendigere analytische Verfahren ermöglicht würde: Dem VNB können aus Abweichungen zwischen Lastprofil und tatsächlichen Entnahmen keine Risiken entstehen.

||||||| Anforderungen und Chancen

Nachfolgend werden die Auswirkungen der neuen VV II auf unterschiedliche Marktteilnehmer betrach-

tet. Für sie entstehen neben neuen Anforderungen auch neue Chancen, die hier gleichwertig betrachtet werden. Grundlegende Voraussetzung für diese Analyse ist, dem Gedanken der Entbündelung zu folgen. Dieser ist in der VV II so angelegt, dass der Kunde zum einen in Kontakt mit Netzbetreibern, zum anderen mit Lieferanten tritt. Die erste Gruppe ist weiter zu unterteilen in die Betreiber von Verteil- und Übertragungsnetzen, die zweite Gruppe in Händler, die selbst Verantwortung für ihre Bilanzkreise übernehmen und solche, die die Bilanzkreisverantwortung an andere Händler weiterreichen wollen und damit wesentlich die Funktion einer Vertriebsgesellschaft bzw. eines Aggregators ausüben.

Verteilnetzbetreiber

Dreh- und Angelpunkt, an dem das neu zu etablierende System der VV II schrittweise mit Leben gefüllt werden muss, sind die VNB. Dies gilt gleichermaßen für Verteilerwerke, Stadtwerke, Regionalversorger und Verbundunternehmen, an deren Netze Endabnehmer elektrischer Energie angeschlossen sind. Sie sind die Basis, auf der die Denkfigur der Bilanzkreise erst in die Praxis umgesetzt werden kann, indem sie die Datengrundlage bereitstellen: Die VNB haben nach VV II dafür zu sorgen, dass

- jede Abnahmestelle einem Bilanzkreis zugeordnet wird;
- für die Entnahmen einer jeden Abnahmestelle Leistungswerte im 1/4 h-Raster für die Abrechnung zugrundegelegt werden können (gemessene Lastgänge oder Lastprofile);
- dem zuständigen BKV diese einzelnen Werte für alle ihm zugeordneten Entnahmestellen zugehen, und
- der zuständige ÜNB die Werte aller Entnahmestellen in Aggregation auf die Bilanzkreisverantwortlichen erhält.

Die VNB können diese Aufgaben der Datenerhebung, -verarbeitung und -übermittlung, die ihnen zu ihren angestammten Aufgaben des Netzbetriebs zuwachsen, nicht ohne eine Übergangsfrist zur Einrichtung der hard- und softwaretechnischen Vorkehrungen erfüllen. Es ist nicht davon auszugehen, dass vor Ablauf dieses Jahres betriebswirtschaftliche Standardsoftware zur Bewältigung dieser Aufgaben zur Verfügung steht, so dass zwingend Übergangslösungen zu finden sind, um die VV II zeitnah umzusetzen.

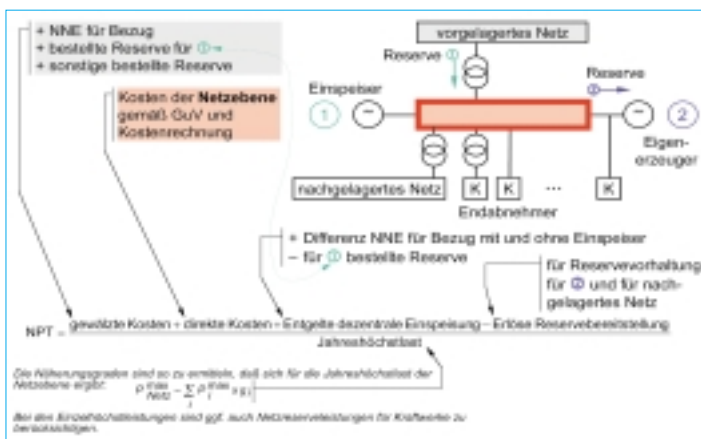


Bild 5: Berechnung der Netzpunkttarife eines Netzbereiches nach VV II: je nach konkreter Konstellation unterschiedliche Positionen direkter und indirekter Kosten

Die oft erwähnte Frist von einem halben Jahr erscheint hierbei deutlich zu kurz bemessen. Überdies betrifft sie nicht unmittelbar die Einrichtung des Datenmanagements und ist ohnehin schwer zu fassen, da sie sich auf einen Tag des Inkrafttretens bezieht, der in der VV II nicht explizit bestimmt wird.

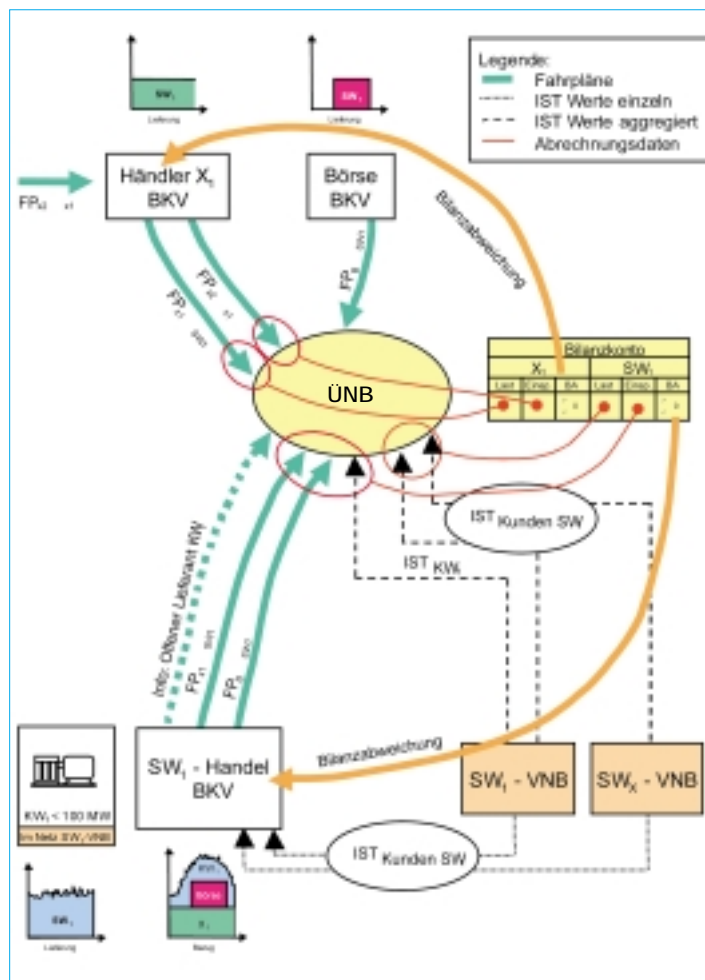
Die nächste wichtige Obliegenheit der VNB wird aber von der genannten Frist erfasst: Die Bekanntgabe der Bestimmungen und Größen für die Berechnung der Netznutzungsentgelte, d. h. die Bestimmung der Kosten und die Berechnung der Netznutzungsentgelte muss durchgeführt werden. Die prinzipiellen Unterschiede, die der bundeseinheitliche Leitfadens zur kostenorientierten Preisbestimmung gegenüber dem bisherigen Vorgehen aufweist, fallen bundesländerweise mehr oder weniger stark ins Gewicht. Wirklich neue Betrachtungen ergeben sich aber mit Blick auf die Bestimmung der eigenen Kosten nur teilweise. Weitere wichtige Größen, die für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte ermittelt werden müssen, sind die Entgelte für dezentrale Einspeisungen, die Netznutzungsentgelte für die Nutzung vorgelagerter Netzebenen (Kostenwälzung) und die Reservevorhaltung für Eigenerzeuger und nachgelagerte Netze sowie die Jahreshöchstlast der betrachteten Netzebene, die einspeiseseitig oder ggf. über Näherungsverfahren zu bestimmen ist (Bild 5).

Die Einführung des Vergleichsmarktprinzips zieht keine zwingend erforderlichen Tätigkeiten der VNB nach sich, sollte aber bei allen vorgenannten Tätigkeiten als imaginäre Messlatte präsent sein.

Der dritte wichtige Punkt aus Sicht der VNB ist schließlich die Festlegung, wie nicht gemessene Entnahmestellen gegenüber den bilanzkreisverantwortlichen Händlern zu behandeln sind. Zunächst ist das Verfahren (analytisch oder synthetisch) zu bestimmen, ferner die Datengrundlage für die Bestimmung von Normlastprofilen oder Schlüsselungsfaktoren.

Generell ist festzuhalten, dass erheblicher Aufwand für Verrechnung und Datenmanagement bei beiden Verfahren auf die Netzbetreiber und Händler zukommt, der vor allem auch davon abhängen wird, in welcher Dif-

Bild 6: Übertragungsnetzbetreiber – Drehscheibe des Stromhandels und Fahrplanmanagements



ferenzierung (nach Nutzergruppen, Typtagen, Jahreszeiten etc.) die beiden Verfahren angewandt werden. Vor einer Veröffentlichung der Normlastprofile bzw. Schlüsselungsfaktoren besteht die unbedingte Anforderung, diese auf ihre Tauglichkeit im fraglichen Netzbereich hin zu überprüfen und zu untersuchen, welche Folgen aus Mehr- oder Mindermengen und Leistungsfehlern zu erwarten sind.

Grundlegender Bedarf und Spielraum für Verhandlungen ergibt sich für beide Arten von Profilfehlern, da die VV II keinerlei Aussagen dazu macht, welcher Netzbetreiber (VNB oder ÜNB) welches Mitspracherecht bei der Festlegung von Verfahren und Datengrundlagen (Normlastprofile bzw. Schlüsselungsfaktoren) hat, wer den nachträglichen Ausgleich der Mehr- und Mindermengen mit den Händlern durchführt und wer den Leistungsfehler wirtschaftlich zu verantworten hat. Auch die Höhe einer möglichen finanziellen Kompensation dieses Risikos ist noch völlig offen.

Die Übertragungsnetzbetreiber

Die Verbundunternehmen in ihrer Funktion als Betreiber der Übertragungsnetze werden für ihre weiterbestehenden Regelgebiete das Monopol über Regelenergie behalten, auch wenn die VV II Ausschreibungen hierfür vorsieht. Allein die technisch keineswegs zwingende Unterteilung Deutschlands in acht Regelzonen verhindert einen wirksamen Wettbewerb um Regelenergie, da pro Regelzone faktisch nur einzelne Anbieter in nennenswertem Umfang Regelenergie bereitstellen können. Dies würde sich bei Zusammenfassung zu einer nationalen Regelzone deutlich ändern.

Eine neue Aufgabe, die den ÜNB zuwächst, ist das Führen der Bilanzkonten für jeden Bilanzkreis, in denen unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen in und aus dem Bilanzkreis die Abweichungen der 1/4-h-Messwerte für Einspeisungen und Entnahmen bilanziert werden. Das Führen dieser Bilanzkonten geht einher mit der

Abrechnung der Bilanzabweichungen wie oben geschildert.

Ferner werden die ÜNB als Drehscheibe des gesamten Fahrplanhandels fungieren, zum einen innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone, zum anderen im Austausch mit Bilanzkreisen in anderen Regelzonen. Einstweilen liegt hierfür ein Fahrplanformat vor, das die ÜNB Mitte Dezember auf Basis einer Tabellenkalkulation vorstellten und das eine einheitliche Verwendung von Kürzeln, Tabellenspalten und -zeilen gewährleisten soll. Auch dieses Provisorium lässt, ähnlich wie die Situation auf der Ebene der VNB, weitere Schritte hin zu einer einheitlichen und professionellen Formatvorgabe für die Erfassung, Übermittlung und Verarbeitung von Fahrplanwerten als angeraten erscheinen, wengleich zeitlich noch nicht absehbar (Bild 6).

Anzumerken ist, daß mit den Regelungen der VV II das Fahrplanmanagement nicht mehr in den Aufgabenbereich der VNB oder anderer nachgelagerter Netzbetreiber fällt, sondern alleinige Domäne von ÜNB und bilanzkreisverantwortlichen Händlern wird. Auf Seiten der Händler können durchaus auch Nicht-Verbund-EVU, beispielsweise Stadtwerke, tätig sein, allerdings nicht in ihrer Funktion als Netzbetreiber, sondern in Form ihrer Handels- und Vertriebsabteilungen.

Handels- und Vertriebsgesellschaften

Für neue Stromhändler und Handels- und Vertriebsabteilungen etablierter EVU bringt die VV II erhebliche Vereinfachungen für die Versorgung von Kunden, die nicht in einem angestammten Versorgungsgebiet ansässig sind. Insbesondere gilt dies, wenn sich die Handelsaktivitäten innerhalb einer Regelzone abspielen, weil in diesen Fällen Fahrpläne nur für den Austausch mit anderen Bilanzkreisen übermittelt werden müssen. Aber auch bei der Tätigkeit von regelzonenüberschreitenden Transaktionen ergeben sich Vereinfachungen gegenüber den bisherigen Regelungen, indem die anzumeldenden Fahrpläne nur noch dann einem Genehmigungsvorbehalt unterliegen, wenn von Seiten des Netzbetreibers vorab ein Netzengpass angemeldet worden ist.

Trotz dieser Vereinfachungen bringt die Beibehaltung der acht Regelzonen innerhalb Deutschlands Schwierigkeiten für den Handelsbetrieb mit sich. Die Anmeldung und Führung von Bilanzkreisen wird für den BKV in jeder Regelzone separat notwendig, verbunden mit Verhandlung und Management der Verträge mit dem zuständigen ÜNB. Vor allem kann die stärkere Vergleichmäßigung bei Zusammenfassung aller Entnahmestellen deutschlandweit durch den BKV nicht genutzt werden. So wird auf seinen wirtschaftlichen Erfolg neben dem Management seines Beschaffungs- und Entnahmepportfolios entscheidenden Einfluss haben, mit welchem Grad an Genauigkeit er die Gesamtheit seiner Kunden prognostizieren kann. An die Stelle der Netzlastprognose tritt also auch für die Vertriebsabteilungen der EVU die Anforderung, den Lastverlauf für eine Gesamtheit von Einzelkunden, unabhängig von ihrer lokalen oder regionalen Anordnung, möglichst exakt vorherzusagen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt wird sein, dass der BKV bei deutschlandweiten oder internationalen Aktivitäten in der Lage sein muss, seine Belastung durch die T-Komponente zu minimieren, da selbst die Saldierung innerhalb einer Handelszone nicht von den ÜNB durchgeführt werden wird.

Für regionale oder überregionale Vertriebsgesellschaften mit mittlerem oder geringem Absatzvolumen kann sich aus diesen Punkten ergeben, dass die Übernahme der Bilanzverantwortung nicht ratsam erscheint. Die Beibehaltung eines Vertriebs mit einer gewissen Eigenständigkeit ist dann durch die Einrichtung eines Sub-Bilanzkreises möglich. In dieser Konstruktion wird das Risiko der Bilanzabweichungen über einen offenen Bezugsvertrag an den Vorlieferanten (möglicherweise eine Kooperation kleinerer Händler) weitergereicht, der dann als bilanzkreisverantwortlicher Händler fungiert. Auch Konstruktionen mit mehreren Zwischenstufen sind hier denkbar, bedürfen aber wie stets der sorgfältigen vertraglichen Absicherung. Festzuhalten ist, dass bei der Wahl eines Sub-Bilanzkreises mit dem Risiko auch die Gestaltungsmöglichkeiten sinken und Abhängigkeit gegenüber dem BKV entstehen, der gute Einblicke in die Gesamtanfrage des Sub-Bilanzkreises und vollständige Kenntnis über Liefere-

rungen anderer Vorlieferanten hat, sofern er diese nicht ohnehin ganz unterbindet.

Börse

Mit der Wahl des Netzzugangstarifs als Netzzugangsregime ermöglicht die VV II grundsätzlich die Einrichtung von Strombörsen in Deutschland. Um den ebenso schlichten wie schönen Satz „Kurzzeitige Lieferungen sowie Spot- und Börsengeschäfte sind möglich“ mit Leben zu füllen, sind jedoch noch weitergehende Regelungen und Aktivitäten erforderlich, für deren Umsetzung im Wesentlichen die ÜNB verantwortlich zeichnen werden.

Offene Punkte, deren Klärung für die tatsächliche Funktion einer deutschen Strombörse gewährleistet werden müssen, sind das Netzengpassmanagement, eine Vorrangstellung von Börsenfahrplänen (die über den offenen Börsenzugang allen Netzutzern zugute kommen würden), und vorrangige Verbindlichkeit der Fahrpläne der Börsen gegenüber der heute vorgesehenen Regelung, bei Unstimmigkeiten die Fahrplanmeldung der Senke als verbindlich anzusehen.

Für die Einrichtung eines untertägigen Spothandels in Deutschland müssten zudem die Regelungen der VV II zum Fahrplanmanagement und den Anmeldefristen entsprechend geändert werden.

■■■■■■■ Fazit: schrittweiser Paradigmenwechsel

Trotz der vielfältigen Unzulänglichkeiten und Unklarheiten in zahlreichen Details, die eine komplexe Materie und ein nicht immer auf einfache Strukturen auszurichtender Verhandlungsprozess mit sich bringen, wird die VV II einen schrittweisen Paradigmenwechsel in der deutschen Elektrizitätswirtschaft einleiten.

Dieser Prozess wird von großer rechtlicher Unsicherheit geprägt sein, da die VV II als grundlegende Arbeitsanleitung und die in Bälde zu erwartenden Ausführungsbestimmungen (überarbeitete Versionen von GridCode, DistributionCode und MeteringCode) keine rechtliche Verbindlichkeit be-

sitzen. Dennoch werden – trotz beginnender Diskussionen um die Inhalte einer VV III – die meisten der Bestimmungen der VV II länger Bestand haben, als die Regelungen der VV I.

Solche Ankerpunkte sind im Netzzugangskonzept, in der Figur der Bilanzkreise und in der Einführung des Vergleichsmarktprinzips zu sehen.

Die Anstrengungen, die alle Beteiligten auf sich nehmen müssen, um sich dem zunehmenden Wettbewerb und steigenden Anforderungen an das Da-

tenmanagement zu stellen, sind damit eine unumgängliche Investition in die Zukunft der Unternehmen. Sie sollte besser heute als morgen in Angriff genommen werden.

||||||| Anmerkungen

[1] So liegen Schreiben des ostdeutschen ÜNB VEAG vor, nach denen die Regelungen der VV II vorerst nicht in toto angewendet werden. Dadurch steht ihre Anwendung in den neuen Bundesländer insgesamt in Frage.

[2] Grundsätzlich sind Bestimmungen zur Netznutzung einerseits und Förderung bestimmter Technologien andererseits strikt zu trennen. Begründung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung sind nicht politische Zielsetzungen, sondern vermiedene Kosten für vorgelagerte Netze. Aus eben diesem Grund ist aber auch eine Gegenrechnung mit bestehenden Förderinstrumenten (z.B. StrEG) ungerechtfertigt und benachteiligt gerade ökologisch vorteilhafte Anlagen.

[3] Per Leistungsmessung oder Verfahren zur Bestimmung von Lastprofilen.

