

## Netznutzungsentgelte und Lastprofile im Erneuerbare Energien Gesetz

Knut Schrader, Dr.-Ing. Norbert Krzikalla und  
 Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer\*

### 1. Problemdefinition

Am 1. April 2000 ist das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Kraft getreten und hat das im Hinblick auf den Ausbau der regenerativen Energien sehr erfolgreiche Stromeinspeisegesetz (StrEG) abgelöst. Abgesehen von der Anpassung und Ausweitung der Einspeisevergütungen für bestimmte Anlagen, beispielsweise für Grubengas, liegt der Hauptunterschied des EEG zum StrEG in einem bundesweiten Ausgleichsmechanismus. Hierdurch werden finanzielle Belastungen der zur Aufnahme erneuerbarer Energie verpflichteten Verteilnetzbetreiber vermieden. Die Mehrkosten aus den gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen sollen im Sinne des Gesetzes gleichmäßig auf alle Letztverbraucher von elektrischer Energie in ganz Deutschland verteilt werden. Das EEG regelt hierzu den Energie- und Kostenfluss zwischen Erzeugern und Versorgern von Letztverbrauchern zur Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Abb. 1).

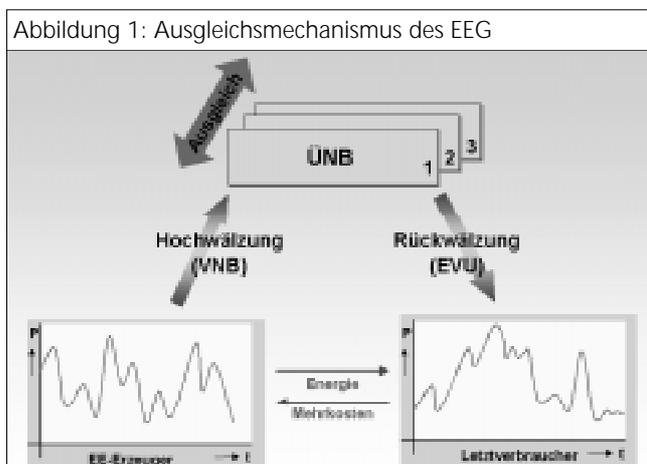
Die im EEG festgelegten Mindestvergütungen beziehen sich ausschließlich auf die eingespeiste elektrische Arbeit und sind damit unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung. Das bedeutet, dass eingespeicherter Strom, der aus im EEG definierten Anlagen stammt (EEG-Strom), jederzeit in konstanter Höhe vergütet wird. Denn im EEG finden sich keine Regelungen über die Behandlung des zeitlichen Verlaufs der EEG-Mengen. Gerade das ist aber in der energiewirtschaftlichen Handelspraxis ein wesentlicher und kostenrelevanter Faktor, da es technisch nicht möglich ist, Strom in größerem Umfang wirtschaftlich zu speichern<sup>1</sup>. Wie im gesamten Stromhandel üblich, ist es deshalb auch im Rahmen des EEG erforderlich, den eingespeisten Strom auf dem gesamten Weg seiner Wälzung in Form von Lastprofilen, d. h. derzeit als 1/4-h-Leistungswerte zu definieren.

Die Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) schlägt mit Ihrem

EEG-Kriterienkatalog vor, eingespeisten EEG-Strom in Bänder umzuformen („Veredelung“). Der folgende Artikel greift diesen Vorschlag auf und diskutiert darüber hinaus alternative Möglichkeiten, um die aus energiewirtschaftlicher Sicht bestehende Lücke der zeitlichen Verteilung im EEG zu schließen.

### 2. EEG und Verbändevereinbarung

Dem EEG liegt das Modell einer Handelskette für erneuerbare Energie vom Einspeiser über den Verteilnetzbetreiber (VNB), den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und den Lieferanten (EVU) bis zum Letztverbraucher zugrunde. Der jeweilige Weiterverkauf zum gleichen (gemittelten) Preis lässt darauf schließen, dass es sich bei den Vergütungssätzen um reine Energiepreise handelt, in denen keine Netznutzungsentgelte enthalten sind. Physikalisch wird der in den EEG-Anlagen erzeugte Strom in der Regel innerhalb des Verteilnetzes, in das er eingespeist wird, verbraucht. Ein physikalischer Stromfluss vom Verteilnetz in das Übertragungsnetz findet meist nicht statt.



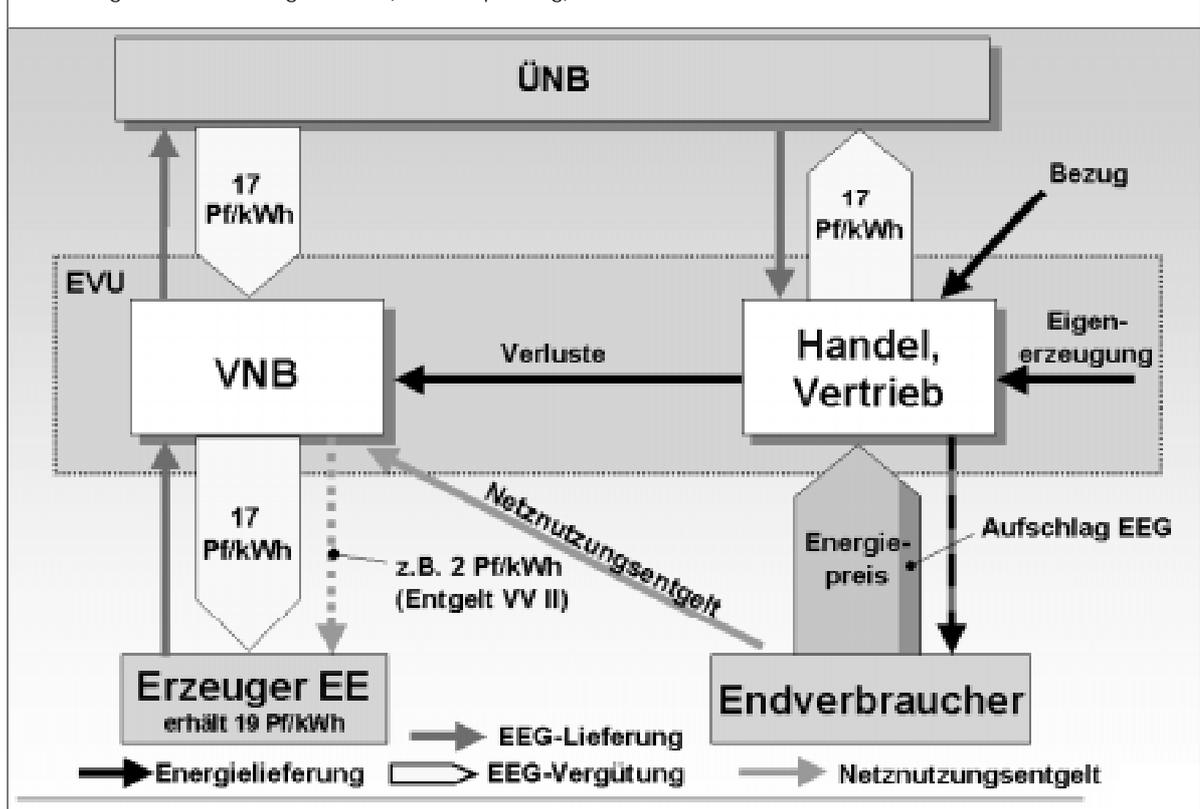
Dieses Gedankenmodell ist kompatibel zur Verbändevereinbarung II (VV II), die ebenfalls physikalischen Stromfluss und gehandelte Strommengen strikt voneinander trennt. Die physikalischen Stromflüsse sind ausschließlich für die Nutzung der Netze und damit für die Netznutzungsentgelte von Bedeutung. Beim Energiehandel hingegen ist lediglich sicher zu stellen, dass die einem Händler zugeordneten eingespeisten und entnommenen Strommengen, bezogen auf das Zeitraster von einer Viertelstunde, übereinstimmen. Dabei ist es gleichgültig, an welchem Ort und in welcher Spannungsebene der Strom eingespeist bzw. entnommen wird.

Mit dem Netznutzungsentgelt nach VV II werden die Nutzung der Anschlussebene des Netznutzers und die Nutzung aller vorgelagerten Netzbereiche abgegolten. Dezentrale Einspeiser erhalten nach VV II ein Entgelt, das den eingesparten Netznutzungsentgelten (NNE) der vorgelagerten Netzbereiche entspricht. Der – berechnete – Grund hierfür ist das Bereitstellen „virtueller Netzkapazität“, also die Entlastung der vorgelagerten Netzbereiche, womit sich mittelfristig Kosten sparen lassen. Nach dem Kriterienkatalog der DVG werden – im Widerspruch zur Systematik der virtuellen Netzkapazität, die natürlich unabhängig von der Erzeugungstechnologie ist – alle Einspeisungen, für die gesetzliche Mindestvergütungen zu zahlen sind, ausgenommen; dies sind Einspeisungen nach EEG (früher Stromeinspeisegesetz) und KWKG-Gesetz (KWKG). Stimmt man

\* BET GmbH, Aachen

1. Beispielsweise weisen die Notierungen der LPX im April starke Schwankungen von über 400 % der Stundenpreise innerhalb eines Tages und der Tagesdurchschnittspreise innerhalb weniger Wochen auf.

Abbildung 2: EEG und Entgelt VV 2 (dez. Einspeisung)



dem Argument zu, dass mit den gesetzlichen Mindestvergütungen EEG- und KWK-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können und damit alle Ansprüche der Erzeuger abgegolten sein sollen, so heißt das nicht, dass die tatsächliche Netzentlastung vorgelagerter Netzbereiche (virtuelle Netzkapazität) ohne Entgelt erbracht werden muss. Empfänger dieses Entgeltes sollten aber diejenigen sein, die über die Umlagefinanzierung den begünstigten Einspeisern ihr Auskommen sichern. Es bietet sich daher an, die eingesparten Netznutzungsentgelte für vorgelagerte Netze auf ein Konto bei den ÜNB zu zahlen. Über ein transparentes Verfahren könnten diese Gelder die Belastung der Lieferanten, die den vom ÜNB rückgewälzten EEG-Strom zu festen Preisen aufnehmen müssen, senken (Abb. 2). Ein weiterer Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass die Höhe der einzelnen Netznutzungsentgelte für die Endabnehmer unabhängig von dem Umfang der EEG-Einspeisungen in den jeweiligen Netzen bleibt. Die Alternative, die eingesparten Netznutzungsentgelte für die vorgelagerten Netze von vornherein nicht von den Netzkunden zu erheben, würde dagegen dazu führen, dass in Netzen mit umfangreichen Einspeisungen aus Anlagen, die nach EEG oder KWKG gefördert werden, untypisch niedrige Netznutzungsentgelte gezahlt werden müssten, was wiederum die Gleichverteilung der Belastungen aus dem EEG beeinträchtigen würde.

### 3. EEG und Unbundling

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verlangt von integrierten Energieversorgern (EVU) getrennte Konten für Erzeugung, Übertragung, Verteilung und sonstige Aktivitäten zu führen (Unbundling). Aus dem Entwurf des ersten Gesetzes zur Änderung des "Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts" lässt sich ableiten, dass darunter insbesondere die getrennte Kontenführung für Handels- bzw. Vertriebsaktivitäten und Netzbetrieb zu verstehen sind.

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist nach dem EEG verpflichtet, die ihm angebotenen Mengen an EEG-Strom vorrangig aufzuneh-

men und nach festgelegten Preisen zu vergüten. Der VNB kann diese Strommengen an den ÜNB durchreichen und erhält die an die Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen vom ÜNB zurück. Diese Tätigkeit ergibt sich aus dem Gesetz und ist wegen der Abnahme- und Preisgarantie nicht als Stromhandelsaktivität anzusehen.<sup>2</sup>

Allerdings hätte bei konsequentem Unbundling darauf verzichtet werden können, den VNB als Zwischeninstanz einzusetzen; der Strom hätte auch vom Anlagenbetreiber direkt an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verkauft werden können. Nachteilig für den Anlagenbetreiber wäre allerdings bei diesem Modell, dass er Rechtsverhältnisse mit zwei Partnern für Netzanschluss und Energieabgabe abwickeln müsste. Insofern ist die Einbindung des VNB in die Systematik des EEG durchaus sinnvoll.

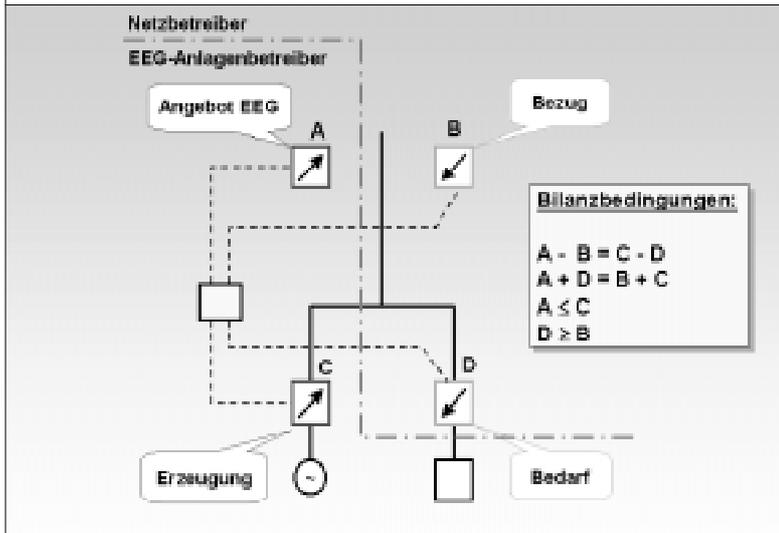
Im entbündelten Verständnis der Stromwirtschaft reicht der VNB den aufgenommenen Strom vollständig an den ÜNB durch, da ein anderweitiger Verkauf (z. B. als Spitzenstrom) eine Handelsaktivität darstellt, die wiederum vom Netzbetrieb zu trennen wäre. In enger Auslegung des EEG erlischt zudem die Ankaufspflicht des ÜNB, wenn die Kette Erzeuger – VNB – ÜNB unterbrochen wird und der EEG-Strom aus dem Ausgleichsmechanismus herausgenommen wird.

### 4. EEG-Einspeiser

Gemäß § 3 EEG besteht die Verpflichtung des VNB, den gesamten vom Erzeuger angebotenen Strom aus den im Gesetz definierten Anlagen vorrangig aufzunehmen und zu festgelegten Sätzen zu vergüten. Der Anlagenbetreiber ist wiederum nicht verpflichtet, dem VNB den erzeugten Strom anzubieten und zu verkaufen. Damit ist im EEG eine starke Position des Erzeugers begründet.

2. Im Unterschied dazu wird der VNB durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz verpflichtet, eine Stromhandelsaktivität aufzunehmen, da er den aufgenommenen Strom auf dem freien Markt verkaufen muss.

Abbildung 3: Bilanzierung EEG-Strom / Eigenbedarf



Durch den vom Zeitpunkt der Einspeisung unabhängigen Erlös für EEG-Strom ist zu Zeiten hoher Stromkosten ggf. eine alternative Vermarktung zum Verkauf an den VNB oder eine eigene Verwendung des Stroms sinnvoll. Für den Anlagenbetreiber ergibt sich also die Möglichkeit eines "virtuellen Lastmanagements" (Abb. 4): Mit Hilfe dieses Lastmanagements kann der Betreiber aus seiner Erzeugung und seinem Bedarf ein Angebot und einen Bezug generieren, bei dem Bezugsspitzen des eigenen Bedarfs mit EEG-Strom geglättet werden und damit Kosten des Leistungsbezugs gespart werden können. Der Anlagenbetreiber definiert somit unter Einhaltung der Bilanzbedingungen gemäß (Abb. 3) für jede Viertelstunde, welcher Anteil der in seiner Anlage erzeugten Strommenge für seinen Eigenbedarf oder einen Verkauf an Dritte eingesetzt wird und welcher als EEG-Strom an den VNB verkauft wird.

### 5. Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) müssen den EEG-Strom vorrangig aufnehmen und vergüten. Registrierend gemessene Einspeisungen können im gemessenen Profil an den ÜNB weitergeleitet werden.

Erzeugter Strom, der ohne registrierende Viertelstundenleistungsmessung ins Netz eingespeist wird, soll nach den Vorstellungen der ÜNB (DVG) bereits vom VNB in ein Band umgewandelt ("veredelt") und in dieser Form an den ÜNB weitergeleitet werden (Abb. 5). Analog zur Anwendung synthetischer Normlastprofile auf der Entnahmeseite entsteht dadurch beim VNB ein Leistungsfehler zwischen tatsächlicher Einspeisung und der an den ÜNB weiterverkauften Bandlieferung. Der Leistungsfehler wird jedoch im Falle der EEG-Einspeisungen meist größer ausfallen als der durch die Anwendung synthetischer Normlastprofile verursachte Leistungsfehler. Denn der tatsächliche Lastgang einer Einspeisung aus Solar- oder Windkraftanlagen unterscheidet sich ohne Zweifel stärker von einer Bandlieferung als der Lastgang einer Gruppe von Kleinkunden von deren empirisch ermittelten synthetischem Lastprofil.

Durch die Bandlieferung des VNB an den ÜNB bei nicht registrierend gemessenen Einspeisungen wird hier die Veredelung durch den VNB vorgenommen. Die Abweichungen zwischen tatsächlichen Einspeisungen und angenommenem Lastprofil (Band) gleicht der VNB durch den Leistungsbezug von seinem (offenen) Lieferanten aus. Hierdurch entsteht dem VNB ein erhebliches und nicht kalkulierbares finanzielles Risiko. Er kann für die aus der Veredelung nicht registrierend gemessener Einspeisungen resultierenden Mehrkosten vom ÜNB einen entsprechenden Ausgleich verlangen.

Im Sinne des EEG ist der VNB als neutrale Erfüllungsinstanz im Ausgleichsmechanismus des EEG anzusehen. In Analogie zu den Entnahmen ist daher – wo immer wirtschaftlich vertretbar – eine registrierende Messung vorzuziehen, um die eingespeisten Profile unverändert durchreichen zu können. Nicht gemessene Einspeiseprofile können dabei auch auf Basis repräsentativer gemessener Profile gleichartiger benachbarter EEG-Einspeisungen im Netz rechnerisch angenähert werden. Die mögliche Anwendung synthetischer EEG-Profile erscheint wegen der Unterschiedlichkeit der realen Lastgänge nicht sinnvoll.

Abbildung 4: "Virtuelles" Leistungsmanagement des Eigenbedarfs

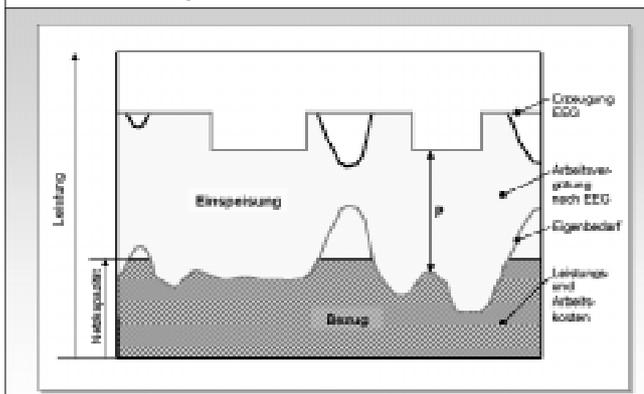
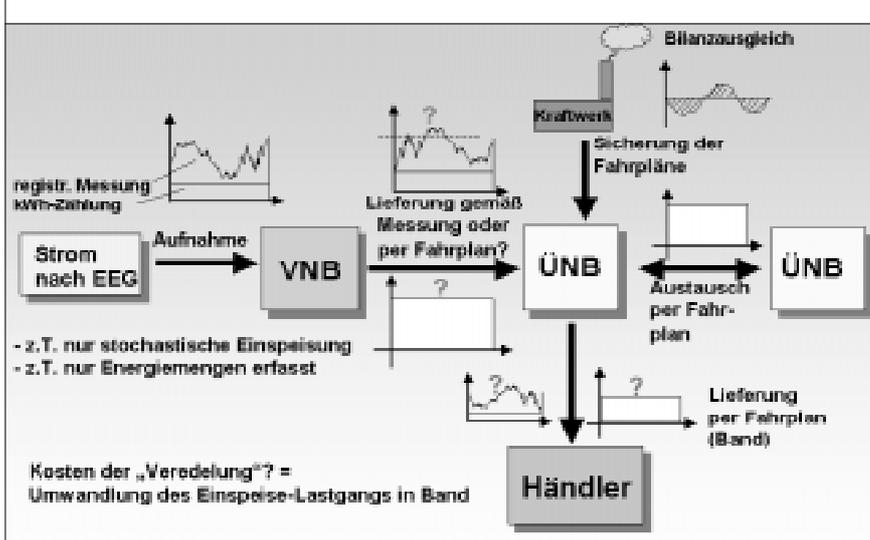


Abbildung 5: Bilanzausgleich durch VNB und ÜNB



## 6. Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind nach EEG dazu verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang der abzunehmenden EEG-Mengen und die unterschiedlichen Vergütungen untereinander auszugleichen. Den ÜNB kommt damit eine zentrale Rolle in der gleichmäßigen Verteilung der Zusatzkosten des EEG zu.

Die ÜNB haben für die praktische Abwicklung des EEG vorgesehen, dass die im Zeitverlauf unregelmäßig auftretenden Einspeisungen des EEG-Stroms von den ÜNB in eine Bandlieferung umgewandelt werden. Jeder Händler bekommt somit den EEG-Strom als Bandlieferung in Höhe des bundesweit einheitlichen Prozentsatzes seiner jährlichen Abgabe an Letztverbraucher. Der Grund für die Rückwälzung der EEG-Mengen in Form einer Bandlieferung ist in ihrer einfachen Handhabung zu sehen. Jedem EVU kann so eine konstante 1/4-Stunden-Leistung für die Aufnahme des EEG-Stroms zugeordnet werden, nämlich 1/35.040 der Jahresmenge.

Diese Umwandlung stochastisch eingespeister EEG-Mengen in ein Band stellt eine energiewirtschaftliche Leistung dar – ihre angemessene Vergütung bedarf aber einer separaten Betrachtung. Die Umwandlung der stochastischen Einspeisungen in ein Band wird vom ÜNB "Veredelung" genannt. Physikalisch werden die Schwankungen der Einspeisungen gleichzeitig mit den Bilanzabweichungen aller Bilanzkreise einer Regelzone durch die Regelkraftwerke ausgeglichen. Die Bereitstellung der Regelernergie verursacht Kosten, die jedem Bilanzkreisverantwortlichen für seine individuellen Abweichungen in Rechnung gestellt werden. Durch die Veredelung des EEG-Stroms nehmen die ÜNB den bilanzkreisverantwortlichen Händlern das Prognoserisiko für die stochastischen Einspeisungen aus regenerativen Energien ab. Die Bilanzabweichungen des EEG-Bilanzkreises in Verbindung mit den Regelergiepreisen des jeweiligen ÜNB ergeben die Kosten der Veredelung. Diese Kosten sind derzeit über die Systemdienstleistungen (SDL) in den Netznutzungspreisen der ÜNB enthalten.

Aufgrund ihrer zentralen Rolle für Abwicklung und Abrechnung in der Umsetzung des EEG ist von den ÜNB zu fordern, dass sie insbesondere die Kalkulation der Veredelungskosten offen legen und die hieraus resultierenden Preisbestandteile angeben.

## 7. Energieversorgungsunternehmen

Energieversorgungsunternehmen (EVU), die Letztverbraucher versorgen, beziehen den EEG-Strom zum bundeseinheitlichen Durchschnittspreis von den ÜNB. Welche Menge an EEG-Strom das EVU abnehmen muss, ergibt sich aus der bundeseinheitlichen Quote, multipliziert mit der Abgabe des EVU an Letztverbraucher. Nach den Vorstellungen der DVG wird der EEG-Strom in umgewandelter Form als Band geliefert. Der von den ÜNB dazu angestregene Begriff der "Veredelung" impliziert, dass durch diesen Prozess ein höherwertiges Produkt entsteht, als vor der Veredelung. Zu der erfolgten Qualitätssteigerung des Produktes kann der zur Aufnahme verpflichtete Käufer (EVU) naturgemäß eine durchaus andere Auffassung haben.

Beispielsweise muss ein EVU mit Strombezugskonditionen von 3,0 Pf/kWh für Arbeit und 60 DM/kWh/a für Leistung bei einer Beschaffungsstruktur von 5.000 h/a im Falle der Aufnahme eines EEG-Bandes Mehrkosten durch Strukturverschlechterung in Kauf nehmen. In dem vorgestellten Fall mit einer Quote von 4,0% und einem gemittelten Vergütungssatz von 17,50 Pf/kWh entsteht eine

effektive Verteuerung des aufzunehmenden EEG-Stroms auf 18,04 Pf/kWh (Abb. 6)

Der nach den Vorstellungen der Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) gewälzte EEG-Strom verdrängt Anteile der Grundlast aus dem Beschaffungsportfolio des Händlers, somit also die im Regelfall am günstigsten zu beschaffende Energie. Der Saldo aus der Durchschnittsvergütung nach EEG und den alternativen Beschaffungskosten des Händlers nimmt auf diese Weise ein Maximum an. Das "veredelte" Bandprodukt der ÜNB muss vom aufnahmepflichtigen EVU erneut veredelt werden, um die Letztverbraucher bedarfsgerecht versorgen zu können. Diese Doppelveredelung erzeugt vermeidbare Mehraufwendungen der EVU.

Das Gebot der Minimierung der Transaktionskosten des EEG wird vielmehr noch gewichtiger, da in vielen Fällen die Mehraufwendungen der Lieferanten in den bestehenden Vertragssystemen nicht aufgefangen werden können. Gemäß der Intention des Gesetzes sollen die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren En-

Abbildung 6: Fallbeispiel Band-Rückwälzung

EEG-Quote EEG-Satz	% Pfl/w/h	4,0%			
		17,50			
Variante		A ohne EEG -	B mit EEG Band	C mit EEG Gleich	
<b>Strombezug</b>					
Arbeitspreis	Pfl/w/h	3,00	3,00	3,00	
Leistungspreis	DM/kWh/a	60	60	60	
Leistung	MW	100,0	97,7	96,0	
Menge	GWh/a	500,0	480,0	480,0	
Benutzung	h/a	5.000	4.912	5.000	
<b>EEG-Ausgleichsmengen</b>					
Arbeitspreis	Pfl/w/h	17,50	17,50	17,50	
Leistungspreis	DM/kWh/a	0,00	0,00	0,00	
Leistung	MW	0	2,3	4,0	
Menge	GWh	0	20	20	
Benutzung	h/a	0	6.760	6.000	
<b>Kosten</b>					
Strombezug	TDM	21.000	20.363	20.160	
EEG-Ausgleich	TDM	0	3.500	3.900	
Gesamt	TDM	<b>21.000</b>	<b>23.763</b>	<b>23.660</b>	
Mehrkosten	TDM	0	2.763	2.660	
<b>Preise</b>					
Strombeschaffung	Pfl/w/h	4,20	4,22	4,20	
Mehrkosten EEG-Rückwälzung	Pfl/w/h	0,00	13,82	13,30	
Kosten EEG-Rückwälzung	Pfl/w/h	<b>4,20</b>	<b>18,04</b>	<b>17,50</b>	

ergien gleichmäßig auf alle Letztverbraucher von Strom umgelegt werden. Im Gesetz ist aber ausdrücklich nur die Rücklieferung des EEG-Stroms an alle EVU, die Letztverbraucher beliefern, geregelt, nicht die Umlage auf die Endkunden. Auch über die üblichen Klauseln in Sukzessionslieferverträgen, die Preisanpassungen aufgrund von veränderten Steuern bzw. Abgaben ermöglichen, können die Mehrkosten nicht rechtssicher weitergegeben werden, da es sich bei dem Ausgleich weder um eine Steuer noch um eine Abgabe handelt. Das EEG erzeugt dadurch zumindest mittelfristig einen zusätzlichen Margendruck auf der Seite der Lieferanten.

Für integrierte Unternehmen, die die Funktionen des Verteilnetzbetreibers (VNB) und des Energieversorgers (EVU) erfüllen, stellt sich mit dem Übergang vom StrEG zum EEG die Situation wie folgt dar:

- Die vom EVU (VNB) an den ÜNB durchgereichte Energiemenge fehlt im Portfolio des EVU (Händlers) und muss neu beschafft werden. Wie bereits erwähnt, sind für diesen Vorgang der Ersatzbeschaffung in der Systematik des EEG und der VV II keine zusätzlichen Netznutzungsentgelte zu berechnen.
- Die vom ÜNB an das EVU rückgewälzten Strommengen müssen aufgenommen und kostendeckend an die Letztverbraucher verkauft werden.

## 8. Vorschläge für die EEG-Rückwälzung

Vorab sei angemerkt, dass seitens der ÜNB und der bilanzverantwortlichen Händler (BKV) unterschiedliche Auffassungen bestehen, ob ein BKV auch für diejenigen Liefermengen, die seinem Bilanzkreis zugehörige Sub-Bilanzkreise oder Aggregatoren an Letztverbraucher liefern, EEG-Mengen in seinen Bilanzkreis aufnehmen soll. Wenngleich diese Vorgehensweise abwicklungstechnische Vorteile bieten würde, verlagert sich die gesetzliche Aufnahmepflicht des EVU mit Sub-Bilanzkreis auf den Bilanzkreisverantwortlichen. Betroffen sind von dieser Frage insbesondere BKV, die – beispielsweise als Vorlieferanten von Weiterverteilern – keine vertragliche Möglichkeit haben, entsprechende Kosten weiterzugeben. Für die praktische Abwicklung ist demnach zu unterscheiden, ob für die Festlegung von EEG-Liefermengen *ex ante* und die Abrechnung *ex post* auf ohnehin verfügbare Prognose- und Bilanzierungsdaten zurückgegriffen werden kann. Alternativ müssten separat Daten angelegt werden, nach denen unterschieden werden kann, ob die entsprechende Lieferung an einen Letztverbraucher oder einen Weiterverteiler erfolgt ist.

Unabhängig von dieser offenen Frage werden nachfolgend verschiedene Möglichkeiten bzw. Verfahren zur Handhabung des zeitlichen Verteilungsproblems in der Rückwälzung diskutiert. Die Auswahl des Verfahrens hat dabei keinen Einfluss auf den physikalischen Einsatz von Regelenergie, sondern ausschließlich auf die Verrechnung von Bilanzabweichungen bei den an der Wälzung beteiligten Unternehmen (ÜNB, EVU). In einem entwickelten Markt für Regelenergie und Bilanzausgleich entspricht zwar die Summe aller Kosten für Bilanzabweichungen aller Bilanzkreise einer Regelzone den Kosten der physikalisch erforderlichen Regelenergie der Regelzone, in der Verteilung der Kosten auf ÜNB und EVU kommt jedoch dem Lastgang der EEG-Rückwälzung weiterhin eine besondere wirtschaftliche Bedeutung zu. Folgende Verfahren der Rückwälzung sind vorstellbar:

### (a) Band

Auf Basis einer reinen Energieprognose erfolgt die Rückwälzung als Band wie von den ÜNB vorgeschlagen. In jeder Viertelstunde ist vom EVU 1/35.040 der jährlichen EEG-Menge und somit eine über das Jahr konstante Leistung aufzunehmen. Monatsbänder wären demgegenüber eine erste Möglichkeit der Differenzierung.

### (b) Viertelstundenquote

Das EVU nimmt in jeder Viertelstunde die Pflichtquote nach EEG auf, so dass die Beschaffungsstruktur des EVU unverändert bleibt. Voraussetzung hierfür wäre eine Prognose der Liefermengen an Letztverbraucher im Viertelstundenraster.

### (c) EVU-Wahl

Das EVU kann freie Profile wählen bzw. bestellen, nach denen die Pflichtmenge nach EEG bezogen werden soll. Die Jahresmenge ist dazu in Tages-, bzw. Monats- oder Quartalsmengen aufzugliedern.

### (d) Normlastprofile

Das EVU kann aus einem Katalog von Normlastprofilen (z. B. VDEW) entsprechende Typen wählen, nach deren festgelegter Verteilung die EEG-Pflichtmenge bezogen wird.

## (e) Erzeugungsprofile

Die ÜNB aggregieren alle EEG-Einspeisungen in ihrer Regelzone und führen den Ausgleich unter den ÜNB und die Rückwälzung anteilig je Viertelstunde durch. Somit ist bei den ÜNB keine „Veredelung“ erforderlich, da alle stochastischen Schwankungen an die EVU weitergegeben werden. Die Lieferung der Erzeugungsprofile kann nur *ex post* erfolgen.

Zur Bewertung der vorgenannten Verfahren der Rückwälzung werden die Kriterien

- Konformität mit den Zielen des EEG,
- Kostenminimierung und Interessenausgleich und
- Praktikabilität

herangezogen und vereinfachend mit + = gut, O = neutral, – = schlecht bewertet, wie in der folgenden Tabelle dargestellt:

Rückwälzung nach EEG	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Konformität	–	+	–	O	O
Kostenminimierung	–	+	–	+	+
Praktikabilität	+	O	+	+	O

Im einzelnen sind folgende Aspekte relevant:

### Konformität mit den Zielen des EEG

Sieht man als Ziel des EEG die gleichmäßige Verteilung der Mehrkosten für Strom aus erneuerbaren Energien auf die Letztverbraucher mit einer zentralen Ausgleichsfunktion der ÜNB, so wird diese Anforderung am besten durch die Variante (b) erfüllt. Die Ausgleichsfunktion der ÜNB bezöge sich dabei neben dem Mengenausgleich auch auf den Ausgleich der unterschiedlichen zeitlichen Verteilungen.

Variante (e) ordnet die Ausgleichsfunktion der Lastverteilung vollständig den EVU zu und ist daher mit der ergänzenden Auslegung des EEG, dass die ÜNB neben den unterschiedlichen Mengen auch den unterschiedlichen zeitlichen Verlauf der Einspeisungen ausgleichen müssen, nicht konform.

Einen Widerspruch zu den Formulierungen des EEG enthält keine der dargestellten Varianten.

### Kostenminimierung und Interessenausgleich

Die wesentlichen Aspekte zu diesem Bewertungspunkt wurden bereits angesprochen: Aus Sicht der EVU erscheint es inakzeptabel, dass just die billigste Bezugsenergie (Grundlastbänder) verdrängt wird, was gegen Variante (a) spricht.

Auch angesichts der Erzeugungsganglinien erscheint ein Abgehen von der starren Praxis der Jahresbänder angemessen: Windenergie, die einen erheblichen Anteil der EEG-Einspeisungen ausmacht, weist einen jahreszeitlichen Verlauf auf, der den Entnahmeverläufen besser angepasst ist als reine Bandlieferungen. Auch das Aufkommen von Wasserkraft ist im Sommer geringer.

Im Hinblick auf die Anforderung der Kostenminimierung erscheint es unangebracht, die EEG-Mengen zunächst zu einem Band zu „veredeln“, das von dessen Empfänger wieder zu einer entnahmegerechten Ganglinie „umveredelt“ oder ergänzt werden muss. Die Varianten (b), (d) und (e) kommen dem Ziel der Kostenminimierung nach, indem sie die Anzahl der Veredelungsschritte minimieren. Variante (c) kann dazu führen, dass reine Spitzenlastentnahmen entstehen, woraus eine überhöhte Zurechnung von Regelenergiekosten auf die EEG-Bilanzkreise folgen würde.

### **Praktikabilität**

Im Sinne der Handhabbarkeit des Verfahrens sind die Varianten zu bevorzugen, bei denen die Lastgänge für die Bilanzierung *ex ante* vorliegen. Dies ist der Fall bei (a), (c) und (d). Bei den Varianten (b) und (e) ist zur Bestimmung der Lastgänge der EEG-Lieferungen ein *ex post*-Verfahren auf der Basis der gemessenen Entnahmen durchzuführen. Die ÜNB würden die EEG-Lastgänge dann gemeinsam mit den Bilanzabweichungen jedes (Sub-)Bilanzkreises aus den von den Verteilnetzbetreibern übermittelten Messdaten errechnen.

## **9. Ergebnisse**

Die im Kriterienkatalog der Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) genannten Vorschläge zur Handhabung und Umsetzung des EEG sind in Bezug auf den Ausgleich der unterschiedlichen zeitlichen Verteilungen durch die gewählte Veredelung in ein Band nicht geeignet, die mit der Umsetzung des EEG verbundenen Kosten zu minimieren und für einen gerechten Interessenausgleich zu sorgen. Die Vorschläge der DVG stellen vielmehr die einseitige Sicht der ÜNB im Ausgleichsmechanismus des EEG dar. Ausgewogene Alternativen liegen beispielsweise in Form der Viertelstundenquote oder durch Bezug auf Entnahme-Normlastprofile wie skizziert vor.

Das EEG weist dem ÜNB die zentrale Rolle für den bundesweiten Ausgleich der Mehraufwendungen zur Förderung erneuerbarer Energien zu. Der Verteilnetzbetreiber ist als dezentraler Aufnehmer des EEG-Stromes als reiner "Zubringer" zum ÜNB, das EVU als reiner "Weiterleiter" vom ÜNB anzusehen. Im Sinne einer ergänzenden Auslegung des EEG ist davon auszugehen, dass sich die zentrale Ausgleichsfunktion des ÜNB neben dem Mengenausgleich auch auf den im Gesetz nicht näher beschriebenen Ausgleich der zeitlich unterschiedlichen Verteilung der Energie bezieht. Für die Rückwälzung an die EVU ist ein starres Festhalten an einer Bandlieferung nicht als sachgerecht anzusehen und auch von Seiten der Erzeuger nicht zu rechtfertigen.

Vergütungen für die vermiedene Netznutzung durch dezentrale Einspeisung (virtuelle Netzkapazität) sollten schließlich bei aus Umlagen geförderten Anlagen (EEG, KWKG, evtl. künftig auch KWK-Bonus) nicht einfach entfallen, sondern vom Verteilnetzbetreiber an den ÜNB entrichtet werden, um die Gemeinschaftslasten aus den jeweiligen Förderzielen zu mindern.