



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT  
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

**AACHEN** | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen  
Telefon +49.(0)241.47 062-0  
Telefax +49.(0)241.47 062-60  
E-Mail [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)  
Internet [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU

# Wälzungsmechanismus des EEG

Vorschläge für die Verbesserung der Transparenz und  
Effizienz

**Aachen, den 19.03.2004**

**Bearbeitung:**

Dr. Wolfgang Zander (BET)  
Dominic Nailis (BET)

**in Zusammenarbeit mit:**

Dr. Martin Hoppe-Kilpper (ISET)  
Dr. Bernhard Ernst (ISET)

# Inhaltsverzeichnis

|                                                            | Seite     |
|------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1 Einleitung .....</b>                                  | <b>1</b>  |
| 1.1 Einleitung .....                                       | 1         |
| 1.2 Vorgehensweise.....                                    | 3         |
| <b>2 Grundlagen und Begriffsbestimmung .....</b>           | <b>4</b>  |
| 2.1 Basis des Marktmodells .....                           | 4         |
| 2.1.1 Trennung von Netzbetrieb und Handel .....            | 4         |
| 2.1.2 Die Regelzone .....                                  | 5         |
| 2.1.3 Der Bilanzkreis .....                                | 6         |
| 2.2 Aufgaben der Akteure der Energiewirtschaft .....       | 7         |
| 2.2.1 Der Übertragungsnetzbetreiber .....                  | 7         |
| 2.2.2 Der Händler/Endkundenlieferant.....                  | 7         |
| 2.2.3 Weitere Marktteilnehmer.....                         | 8         |
| 2.3 Produkte des Energiemarktes .....                      | 9         |
| 2.3.1 Bandlieferung .....                                  | 9         |
| 2.3.2 Fahrplanlieferung.....                               | 9         |
| 2.3.3 Offene Lieferung .....                               | 9         |
| 2.3.4 Börsenprodukt .....                                  | 10        |
| 2.3.5 Portfolio .....                                      | 10        |
| 2.4 Regel- und Ausgleichsenergie.....                      | 11        |
| 2.4.1 Regelenergie .....                                   | 11        |
| 2.4.1.1 Bestandteile der Frequenz-Leistungs-Regelung ..... | 13        |
| 2.4.2 Ausgleichsenergie .....                              | 15        |
| 2.5 Zeiten und Fristen .....                               | 17        |
| <b>3 Ist-Analyse des Wälzungsprozesses .....</b>           | <b>18</b> |
| 3.1 Erzeuger .....                                         | 18        |
| 3.2 Verteilnetzbetreiber .....                             | 18        |
| 3.3 Direkt zugeordneter Übertragungsnetzbetreiber .....    | 19        |
| 3.4 Gesamtheit der Übertragungsnetzbetreiber.....          | 21        |
| 3.5 Endkunden-Lieferant/Händler .....                      | 23        |

---

|          |                                                              |           |
|----------|--------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.6      | Zusammenfassung Kapitel 3.....                               | 24        |
| <b>4</b> | <b>Voraussetzungen und Instrumente der Prognose.....</b>     | <b>25</b> |
| 4.1      | Onlineberechnung der Windeinspeisung.....                    | 26        |
| 4.2      | Prognosen.....                                               | 27        |
| <b>5</b> | <b>Produkte des Veredelungsprozesses .....</b>               | <b>35</b> |
| <b>6</b> | <b>Resultierende Möglichkeiten der Marktteilnehmer .....</b> | <b>39</b> |
| 6.1      | Zuordnung der Aufgabe „Veredelung“ .....                     | 40        |
| <b>7</b> | <b>Handlungsempfehlung .....</b>                             | <b>43</b> |
| 7.1      | Schritte der Wälzung .....                                   | 43        |
| 7.2      | Transparenz.....                                             | 45        |
| 7.3      | Fazit.....                                                   | 47        |

# 1 Einleitung

## 1.1 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfolgt das Ziel, den Anteil der Regenerativen Energien an der innerdeutschen Gesamt-Stromerzeugung zu erhöhen. Da aus der Förderung der regenerativen Stromerzeugung (EEG-Anlagen) finanzielle Lasten resultieren, die, ebenso wie die Erzeugungsanlagen, regional unterschiedlich verteilt sind, sieht das bestehende Gesetz einen bundesweiten Ausgleich der Strommengen und der mit der Zahlung der gesetzlichen Mindestvergütungen an die Anlagenbetreiber verbundenen Kosten vor.

Der Ausgleich der Strommengen erfolgt über einen mehrstufigen Wälzungsprozess, d. h., der Strom wird vom Ort seiner Erzeugung über das Stromnetz in die Transportnetzebene geleitet, in dieser bundesweit verteilt und dann dem Endverbraucher zugeführt. Die Wälzung der Kosten für die Zahlung der gesetzlichen Mindestvergütungen geht den umgekehrten Weg: Von allen Endkunden wird der gleiche Anteil der Kosten getragen, die über den Weg der Übertragungsnetzbetreiber letztlich dem Erzeuger als Einspeisevergütung zukommen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat das Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET) GmbH in Zusammenarbeit mit dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V. beauftragt, den Wälzungsmechanismus des EEG zu analysieren und Vorschläge für die Verbesserung der Transparenz und Effizienz zu erarbeiten.

Ein Kernproblem dieser Umverteilung oder Wälzung liegt in der geringen langfristigen Planbarkeit der Energieeinspeisungen. Insbesondere bei der Windenergie ist der Zeitverlauf der Einspeisung allenfalls kurzfristig mit guter Genauigkeit vorhersehbar ist. Ein effizienter und volkswirtschaftlich sinnvoller Wälzungsmechanismus hat dies zu berücksichtigen.

Beim Wälzungsprozess sind zwei Teilaspekte zu unterscheiden: Zum Einen die Wälzung der aufgenommenen Energie und der unmittelbaren Einspeisevergütung unabhängig von ihrem Zeitverlauf, zum Anderen die Anpassung des Zeitverlaufs der Einspeisung (Einspeiseprofil) an das Wälzungsprofil, d. h. den an die Endkunden gelieferten Zeitverlauf. Der Vorgang der Anpassung des Einspeiseprofiles an das Wälzungsprofil wird auch als Veredelungsprozess bezeichnet. Dabei ist ebenfalls der Umstand zu berücksichtigen, dass die Einspeisung von EEG-Anlagen, insbesondere Windkraftanlagen räumlich stark ungleichmäßig über Deutschland verteilt ist.

Grundsätzlich sind die Netzbetreiber auch berechtigt, die mit dem Anschluss von EEG-Anlagen verbundenen Netzausbaukosten auf die Netzkunden umzulegen. Dieser Sachverhalt ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Die vorhandenen Instrumente bezüglich der Wälzung der unmittelbaren Einspeisevergütung und der gesamten EEG-Energie an die Endkundenlieferanten erscheinen zurzeit im Wesentlichen ausreichend und werden daher hier auch nicht näher betrachtet.

Unbefriedigend geregelt und Gegenstand von Diskussionen ist zurzeit die Anpassung des Zeitverlaufs der Einspeisung an das Wälzungsprofil. Gegenwärtig wandeln die Übertragungsnetzbetreiber das Einspeiseprofil in monatsweise konstante Lieferungen (Monatsbänder) um und wälzen diese an die Stromhändler, die Endkunden beliefern (Endkundenlieferanten).

Gegenstand der Diskussion um den Wälzungsprozess sind folgende Einzelfragen:

- Transparenz und Kontrolle des Veredelungsprozesses
- Effizienz des Veredelungsprozesses
- Welche Risiken werden den verschiedenen Marktteilnehmern aufgebürdet (Form und Variabilität des Wälzungsprofils)?
- Wie wird der Wälzungsprozess technisch-organisatorisch umgesetzt?

In dieser Studie wird zunächst der jetzige Zustand beschrieben, d. h. die zur Verfügung stehenden Instrumente, die Abwicklungsvorgänge, Märkte und Marktteilnehmer. Auf dieser Basis werden Lösungsvorschläge erarbeitet, die die identifizierten Effizienz-Potenziale erschließen und gleichzeitig den Anforderungen und Möglichkeiten der Marktteilnehmer gerecht werden.

## 1.2 Vorgehensweise

Zunächst werden in Kapitel 2 grundlegende **Begriffe und Zusammenhänge** der Energiewirtschaft, die für das Verständnis des Folgenden unerlässlich sind, erläutert. Hierzu zählen z. B. die Aufgabenbeschreibung eines Händlers, die des Übertragungsnetzbetreibers und die grobe Funktionsweise des deutschen Energiemarktes. Der Leser, dem diese Begriffe bereits vertraut sind, kann das Kapitel übergehen bzw. bei Bedarf nachschlagen.

Kap. 3 beschreibt den EEG-**Wälzungsprozess** in seiner jetzigen Form. Nach den beteiligten Akteuren gegliedert wird die Wälzung vom Einspeiser über den Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber bis zum endkundenversorgenden Händler dargestellt, die jeweiligen Aufgaben werden beschrieben.

In Kap. 4 wird untersucht, welche **Instrumente** zur Erfüllung der beschriebenen Aufgaben notwendig und welche vorhanden sind, welche Marktteilnehmer darüber verfügen und wie sich diese Situation in Zukunft voraussichtlich entwickeln wird. Einen besonderen Schwerpunkt stellt hier die Prognose der Einspeisemengen dar.

Die Handels-**Produkte** der Energiewirtschaft, Vertragsarten und Märkte, die zur Erfüllung der jetzigen und zukünftigen Aufgaben notwendig sind, nennt und beschreibt Kapitel 5.

Kapitel 6 analysiert die aus den identifizierten Aufgaben, Instrumenten und Produkten **resultierenden Möglichkeiten** der verschiedenen Marktteilnehmer.

Schließlich wird in Kapitel 7 ein konsistenter **Gesamtvorschlag** dargestellt, auf welche Weise die Wälzung zukünftig unter dem Gesichtspunkt der Effizienz und Transparenz organisiert werden könnte und welche qualitativen Vorteile daraus resultieren. Die **Zusammenfassung** und Handlungsempfehlung findet sich in Kapitel 7.3.

## 2 Grundlagen und Begriffsbestimmung

Durch die Energiewirtschaftsnovelle des Jahres 1998 wurde der zuvor monopolistisch organisierte deutsche Strommarkt grundlegend reformiert und durch ein Wettbewerbssystem ersetzt. Das hier beschriebene Marktmodell beruht auf dem in Deutschland etablierten Netzzugangssystem der Verbändevereinbarung II (VV II) bzw. dessen Nachfolgeregelung VV II+<sup>1</sup>. Dieses Regelwerk wurde im Dezember 1999 von den Wirtschaftsverbänden VDEW, BDI und VIK<sup>2</sup> als Grundlage für den verhandelten Netzzugang vereinbart. Die Regelungen der VV II haben sich hinsichtlich ihrer Wettbewerbstauglichkeit, auch wenn in einigen Bereichen noch Mängel bestehen, grundsätzlich bewährt. Entsprechend den Vorgaben der EU muss zum 01.07.2004 das System des verhandelten Netzzugangs durch eine Regulierung ersetzt werden. Es ist davon auszugehen, dass die wesentlichen Grundelemente der VV II in den neuen gesetzlichen Ordnungsrahmen übernommen werden und die hier getroffenen Aussagen über das Marktmodell und die Akteure weiter Gültigkeit besitzen.

### 2.1 Basis des Marktmodells

#### 2.1.1 Trennung von Netzbetrieb und Handel

Im deutschen Energiemarkt wird zwischen der Rolle des Netzbetreibers und der des Händlers unterschieden. **Netzbetreiber** wiederum unterscheidet man nach ihrer Aufgabe in **Verteilnetzbetreiber** (VNB) und **Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB)<sup>3</sup>. Während der Verteilnetzbetreiber die örtliche Verteilung der Energie, den Anschluss und Zugang der Endkunden bis zum Transportnetz und die Erfassung und Verwaltung der Mess- und Abrechnungsdaten gewährleistet, liegen die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers z. B. im Bereich des Transportes der Energie über größere Distanzen, der internationalen Kooperation der Netze, der Einbindung großer Erzeugungsanlagen und der Aufrechterhaltung der Systemstabilität.

**Händler** hingegen nutzen gegen eine Gebühr (das „Netznutzungsentgelt“) die Netze der Netzbetreiber für ihr Geschäft. Sie kaufen Strom bei Kraftwerken oder an der deutschen

---

<sup>1</sup> Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie; in den anderen europäischen Ländern mit einem liberalisierten Strommarkt wurden meist ähnliche Netzzugangssysteme wie in Deutschland etabliert, wobei Skandinavien auf eine erheblich längere Erfahrung mit einem wettbewerblich organisierten Strommarkt zurückblicken kann.

<sup>2</sup> VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. Berlin; BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Berlin; VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. Essen

<sup>3</sup> Teilweise wird in der Branche auch noch eine dritte Ebene, die des Regionalnetzbetreibers unterschieden. Diese wird hier jedoch wie in den einschlägigen gesetzlichen Regelwerken in den Begriff des Verteilnetzes mit einbezogen.

Strombörse European Energy Exchange, Leipzig (EEX) ein und verkaufen ihn an andere Händler und an Versorger, die die Endkunden (wie Haushalte und Industriekunden) beliefern.

### 2.1.2 Die Regelzone

Die Regelzone ist ein definiertes Netzgebiet, in dem der zuständige Übertragungsnetzbetreiber seinen Aufgaben nachkommt. Deutschland ist unterteilt in vier Regelzonen, die über sog. Kuppelstellen miteinander und mit dem benachbarten Ausland verbunden sind und Energie austauschen. Die Regelzone hat ihren Namen von der Regelung der Stromfrequenz, die eine Aufgabe des ÜNB darstellt. Die Regelzone umfasst neben dem Übertragungsnetz (380 bzw. 220 kV) auch die an dieses Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetze. Eigentums Grenzen zwischen Netzbetreibern spielen in diesem Zusammenhang keine Rolle<sup>4</sup>. So umfasst die Regelzone RWE neben dem RWE-Netz selbst auch diverse Verteilnetzbetreiber wie die Stadtwerke Münster oder Düsseldorf.

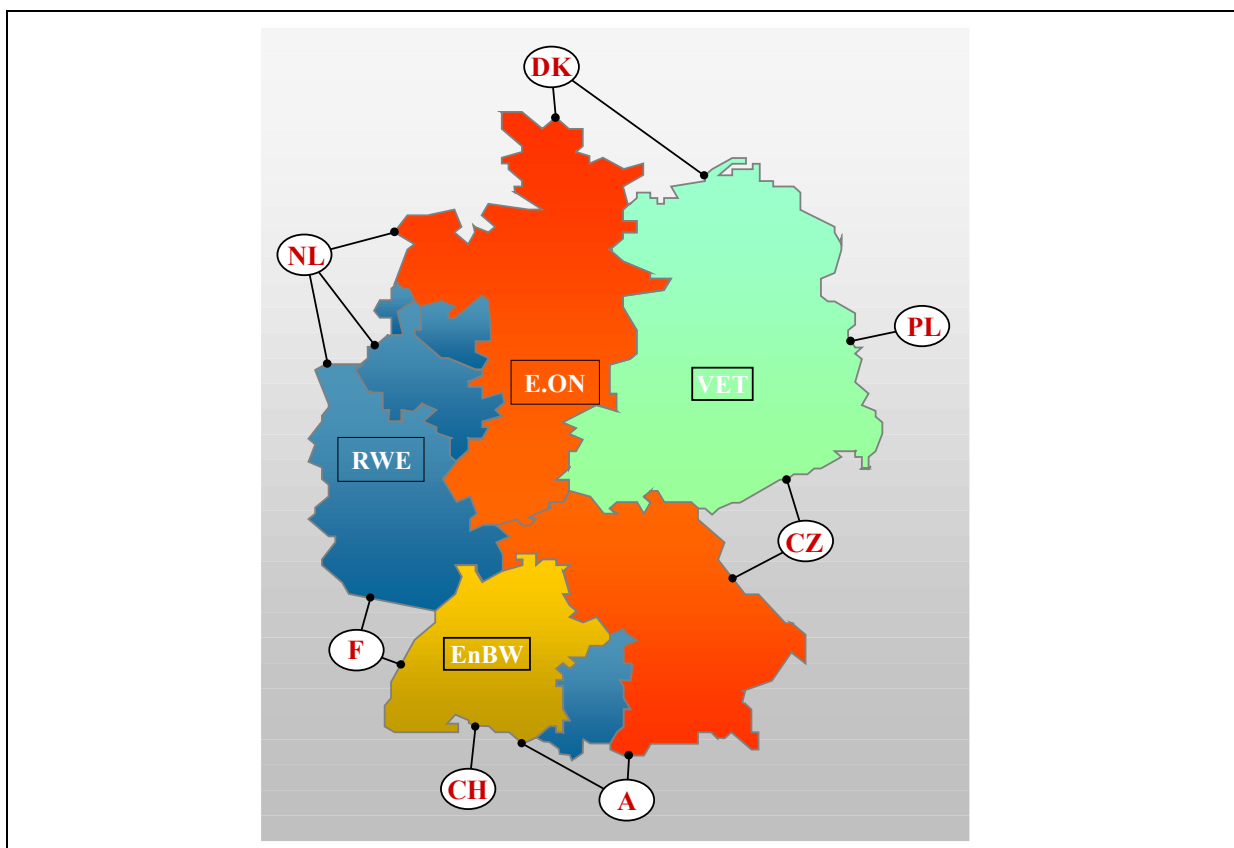


Abbildung 1: Regelzonen in Deutschland und Kuppelstellen zum Ausland

<sup>4</sup> Die Einteilung der Regelzonen in Deutschland orientiert sich allerdings an den Eigentumsverhältnissen auf der Übertragungsnetzebene.



### 2.1.3 Der Bilanzkreis

Innerhalb einer jeden Regelzone können Händler ihre verschiedenen Kunden (Einspeiser wie Abnehmer) unabhängig von ihrer räumlichen Lage in sog. Bilanzkreisen (BK) zusammenfassen, d. h. alle Einspeisungen und Entnahmen werden in Konten erfasst und aufsummiert bzw. saldiert (aggregiert). Es handelt sich – namensgebend – um eine bilanzielle Erfassung der Einspeisungen und Entnahmen. Bilanzkreise stellen keine räumlichen, sondern virtuelle Gebilde dar. Es ist üblich, dass ein Händler seine Kunden innerhalb der Regelzone RWE in einem Bilanzkreis zusammenfasst. Von diesen Kunden können nun z. B. 40 in Köln und 200 in Münster befindlich sein.

Jede Entnahmestelle und jeder Einspeiser im Netzzugangsmodell der VV11 ist genau einem Bilanzkreis zugeordnet. Jeder Bilanzkreis gehört genau einer Regelzone an, es existieren keine regelzonenübergreifenden Bilanzkreise.

Einer unter den Bilanzkreisen ist der **Bilanzkreis EEG<sup>5</sup>**, in dem alle EEG-Einspeisungen einer Regelzone zusammengefasst werden.

Jeder Bilanzkreis hat genau einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Dieser hat dafür zu sorgen, dass in jedem Abrechnungsintervall<sup>6</sup> die Summe seiner Entnahmen durch entsprechende Erzeugung oder Zukäufe gedeckt ist – die Bilanz seines Bilanzkreises soll immer Null betragen. Da die Abnahme der Kunden im Vorhinein nur unzureichend bekannt ist, gelingt dieses Vorhaben nie zur Gänze. Die Abweichungen zwischen Soll und Ist werden als **Bilanzabweichungen** bezeichnet. Jeder einzelne BKV bezieht die fehlende Energie bzw. liefert die überschüssige Energie (Bilanzabweichung) an den **Bilanzkoordinator**. Diese Energiemenge wird **Ausgleichsenergie** genannt, da sie den Saldo des einzelnen Bilanzkreises ausgleicht.

Die Bilanzabweichungen in einer Regelzone sind von Bilanzkreis zu Bilanzkreis zu jedem Zeitpunkt in Betrag und Vorzeichen verschieden und heben sich zu Teilen gegenseitig auf (Durchmischungseffekt). Der verbleibende Saldo über alle Bilanzkreise (genannt „Regelzonensaldo“) wird durch den Bilanzkoordinator im Rahmen der Frequenzregelung physisch bereitgestellt. Diese Energie bezeichnet man – da sie der Regelung der Regelzone dient – als **Regelenergie**. Auf diesen Zusammenhang wird ausführlich noch unter Kap. 2.3 eingegangen.

---

<sup>5</sup> Denkbar ist auch die Aufsplittung in mehrere Bilanzkreise EEG, etwa nach Art der Erzeugungsanlage.

<sup>6</sup> Abrechnungsintervall ist in Deutschland die Viertelstunde, es werden also 96 Werte pro Tag verwendet.

## 2.2 Aufgaben der Akteure der Energiewirtschaft

### 2.2.1 Der Übertragungsnetzbetreiber

Die Kernaufgabe des Übertragungsnetzbetreibers besteht in Betrieb, Unterhaltung und Ausbau des Transportnetzes<sup>7</sup> seiner Regelzone. Dieser technische Aufgabe obliegen – bedingt durch die monopolistische Struktur der Stromnetze<sup>8</sup> - zwingend dem ÜNB. In Deutschland übernehmen die ÜNB darüber hinaus aufgrund der hier etablierten Netzzugangsregeln bzw. gesetzlicher Bestimmungen weitere Aufgaben:

In seiner Rolle als **Bilanzkoordinator**<sup>9</sup> führt der ÜNB die Daten der einzelnen Bilanzkreise zusammen. Ihm obliegt das Geschäft der Regel- und Ausgleichsenergie und die Frequenz-Leistungs-Regelung.

Als **Bilanzkreisverantwortlicher** (BKV) des Bilanzkreises EEG hat er prinzipiell dieselben Pflichten wie jeder BKV. In dieser Rolle ist also der ÜNB zum Händler geworden.

### 2.2.2 Der Händler/Endkundenlieferant

Der Händler beschafft am Markt diejenige Elektrizitätsmenge, die seine Kunden zu jedem Zeitpunkt<sup>10</sup> benötigen. Hierzu muss er seine Beschaffung in verschiedenen Zeithorizonten planen. Beginnend mit einem Vorlauf von über einem Jahr schätzt der Händler den Bedarf seiner Kunden ab und versucht auch Kundenfluktuation mit zu berücksichtigen. Auf Basis dieser **Langfristprognose** beginnt er seine Beschaffungstätigkeit. Sogenannte Jahres- und Quartalsbänder, also Stromlieferungen, die über einen Zeitraum von einem Jahr oder einem Quartal konstant denselben Leistungswert haben, beschafft er mit großem zeitlichem Vorlauf, um seine offene<sup>11</sup> Beschaffungsmenge zu verringern und somit das Risiko aus steigenden Preisen zu verkleinern.

Mit Vorlauf von einem bis einigen Monaten kennt der Händler die aktuellen Bestandszahlen seiner Kunden genauer und erstellt eine neue, eine **Mittelfristprognose**. Auf dieser basiert der mittelfristige Handel mit Monatsbändern. Ist der zeitliche Vorlauf geringer als ein Monat, sind die vertraglich gebundenen Kunden auf Grund der Kündigungsfristen genau bekannt –

---

<sup>7</sup> Das Transport- oder Übertragungsnetz lässt sich auch anhand der Betriebsspannung vom Verteilnetz abgrenzen: Das Übertragungsnetz wird mit Höchstspannung (HHS, 380 kV oder 220 kV) betrieben.

<sup>8</sup> Im Gegensatz zum Handelsbereich sind die Netze der Energiewirtschaft nicht wettbewerblich organisiert, da sie ein sog. natürliches Monopol bilden.

<sup>9</sup> Die Funktion des Bilanzkoordinators wird in anderen Ländern z. T. von einer separaten Institution unabhängig vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen.

<sup>10</sup> Als Zeitpunkt ist in diesem Zusammenhang jedes Abrechnungsintervall zu verstehen, d. h. in Deutschland ein Zeitintervall von einer Viertelstunde.

<sup>11</sup> Als offene Beschaffungsmenge wird die Menge bezeichnet, die der Händler voraussichtlich an seine Kunden verkaufen wird abzüglich der bereits eingekauften Menge.

die **Monatsprognose** beinhaltet diese Information. Wenige Tage vor Lieferung ist die Kundenlast auf Grund der Wettervorhersage genauer zu bestimmen. Die **Folgetagsprognose oder Day-ahead-Prognose** ist daher von besonderer Bedeutung. Auf Basis dieser neuen Information kann der Händler z. B. an der Strombörse korrigierende Geschäfte tätigen.

Der Händler füllt also schrittweise sein **Portfolio** mit Handelsprodukten, als Entscheidungsbasis hierfür dienen Prognosen der Kundenlast in verschiedenen Zeithorizonten, deren Qualität auf Grund des Erkenntniszuwachses steigt.

Aus der Summe der getätigten Geschäfte resultieren sog. „**Fahrpläne**“ des Händlers. In seiner Funktion als Bilanzkreisverantwortlicher meldet er dem ÜNB die erwartete Kundenlast für den Folgetag. Am Erfüllungstag selber wird die Kundenlast von der prognostizierten Last abweichen – man spricht von einer Bilanzabweichung. Diese wird durch Ausgleichsenergie gedeckt, für die der Händler als BKV aufkommen muss<sup>12</sup>, eine hohe Prognoseabweichung birgt also ein finanzielles Risiko.

Nach der aktuellen Verbändevereinbarung VVII+ existiert die theoretische Möglichkeit, auch innerhalb des Erfüllungstages noch Fahrpläne zu ändern: Der sog. „Intraday-Handel“. Diese Option wird jedoch nur teilweise umgesetzt und daher auch kaum genutzt werden. Auch nachträgliche Änderungen nach dem Tag der Lieferung sind innerhalb ein und derselben Regelzone möglich, wenn sich ein Handelspartner für den Ausgleich findet (siehe auch Kapitel 2.5).

### 2.2.3 Weitere Marktteilnehmer

Es gibt weitere Teilnehmer am Energiemarkt, die vom hier in Rede stehenden Wälzungsprozess nur mittelbar betroffen sind.

Der **Kunde** etwa bekommt zwingend einen Teil seines Stromes aus regenerativen Quellen geliefert, da der Händler bereits diese Mengen in seinem Portfolio hatte. Ihm erwachsen hieraus aber keinerlei Aufgaben.

Der **Verteilnetzbetreiber** erhebt die Messdaten an der Einspeisestelle bzw. Abnahmestelle und übermittelt diese an den ÜNB und die Händler<sup>13</sup> bzw. Netzkunden. Die Strommengen sind für ihn aber (von Sonderfällen der Bilanzierung abgesehen) nur ein durchlaufender Posten, da er diese generell mit gleichem Zeitverlauf unmittelbar an den ÜNB weiterreicht

---

<sup>12</sup> Auch der umgekehrte Fall tritt ein: Hat der Händler einen zu hohen Fahrplanwert angemeldet, liefert er die Ausgleichsenergie an den ÜNB und erzielt Erlöse. Er geht jedoch auch hier ein finanzielles Risiko ein, da die dabei erzielten Erlöse erheblich von seinen Beschaffungskosten abweichen können.

<sup>13</sup> Grundsätzlich können die Kunden und Händler die Messdaten auch unmittelbar selbst ablesen. Der Verteilnetzbetreiber ist aber generell zur Datenübermittlung verpflichtet.

bzw. er diese von den Händlern bereitgestellt bekommt. Er ist selbst nur in Ausnahmefällen als Händler tätig<sup>14</sup>.

Der konventionelle **Erzeuger** schließlich ist in seiner Rolle dem Händler ähnlich. Er erstellt Fahrpläne auf Basis seiner Verkaufsgeschäfte und fährt sein Kraftwerk entsprechend. Die EEG-Mengen betreffen ihn zunächst nicht.

## 2.3 Produkte des Energiemarktes

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit werden im Folgenden häufige Produkte der Energiewirtschaft beschrieben. Prinzipiell sind im bilateralen Handel die Möglichkeiten zur Definition anderer Produkte unbeschränkt.

### 2.3.1 Bandlieferung

Als Band bezeichnet man eine Lieferung, die über einen bestimmten Zeitraum denselben Leistungswert aufweist. Wird etwa in jeder Stunde eines Tages eine Leistung von 15 MW bereitgestellt, spricht man von einem 15-MW-Tagesband. Analog existieren Monats-, Quartals- und Jahresbänder.

### 2.3.2 Fahrplanlieferung

Innerhalb einer Fahrplanlieferung wird jeder Viertelstundenwert des betreffenden Tages mit einer Leistungsangabe spezifiziert. Diese können beliebig variieren. Ein Fahrplan kann den Folgetag betreffen (z. B. bezüglich der Anmeldung einer Lieferung beim ÜNB), es sind aber auch Monats- oder Jahresfahrpläne möglich.

### 2.3.3 Offene Lieferung

Bei der offenen Lieferung wird im Vorhinein nicht zwischen Abnehmer und Händler festgelegt, zu welchem Zeitpunkt welche Leistung benötigt wird. So ist z. B. die Lieferung an einen Haushaltskunden dem Grunde nach eine offene Lieferung. Bei der offenen Lieferung kann der Kunde entweder seine komplette Strommenge von einem Händler beziehen (**Vollstromlieferung**) oder einen definierten Teil über eine Fahrplan- oder Bandlieferung von anderen Händlern beschaffen. Der Händler, der die offene Lieferung vereinbart hat, ist für den Aus-

---

<sup>14</sup> So muss ein Verteilnetzbetreiber für die in seinem Netz auftretenden Energieverluste die entsprechenden Einkaufsmengen bereitstellen. Darüber hinaus wird bei kleineren Einspeise- oder Abnahmestellen (z. B. normale Haushaltskunden) nicht der exakte Zeitverlauf gemessen, sondern nur die in einem Jahr oder Monat anfallende Energie. Der Zeitverlauf der Einspeisung bzw. Abnahme wird in diesen Fällen für die Abrechnung mit den Händlern rechnerisch über sog. Normallastprofile ermittelt. Die Differenz zwischen dem tatsächlichen und dem rechnerischen Zeitverlauf wird vom Netzbetreiber bereitgestellt oder aber zwischen allen in einem Netzgebiet tätigen Händlern in einem vom Netzbetreiber durchgeführten Rechenverfahren verteilt.

gleich der Energiebilanz des Kunden verantwortlich, d. h. er ordnet diesen Kunden seinem Bilanzkreis zu.

### 2.3.4 Börsenprodukt

Eines der börsengehandelten Produkte ist das **Stundenprodukt**. Es bezeichnet eine definierte Leistungsabnahme zu einer bestimmten Stunde eines bestimmten Tages. Die Zusammenfassung der Tagesstunden zu einem Block bezeichnet man als „**Peakload**“, die aller Stunden eines Tages (also ein Band) als „**Baseload**“.

### 2.3.5 Portfolio

Aus diesen und anderen Produkten deckt der Händler seine erwartete/prognostizierte Last, wie das vereinfachte Portfolio in den folgenden zwei Darstellungen verdeutlichen soll:

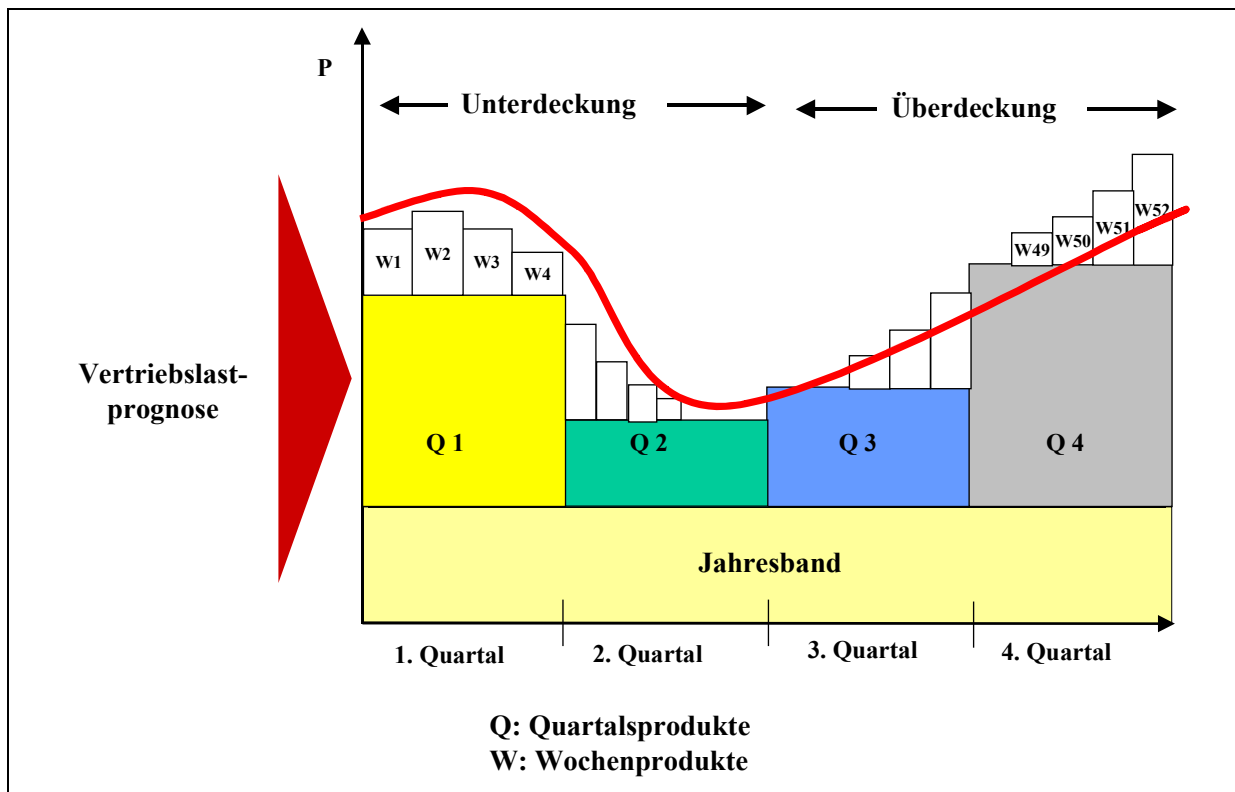
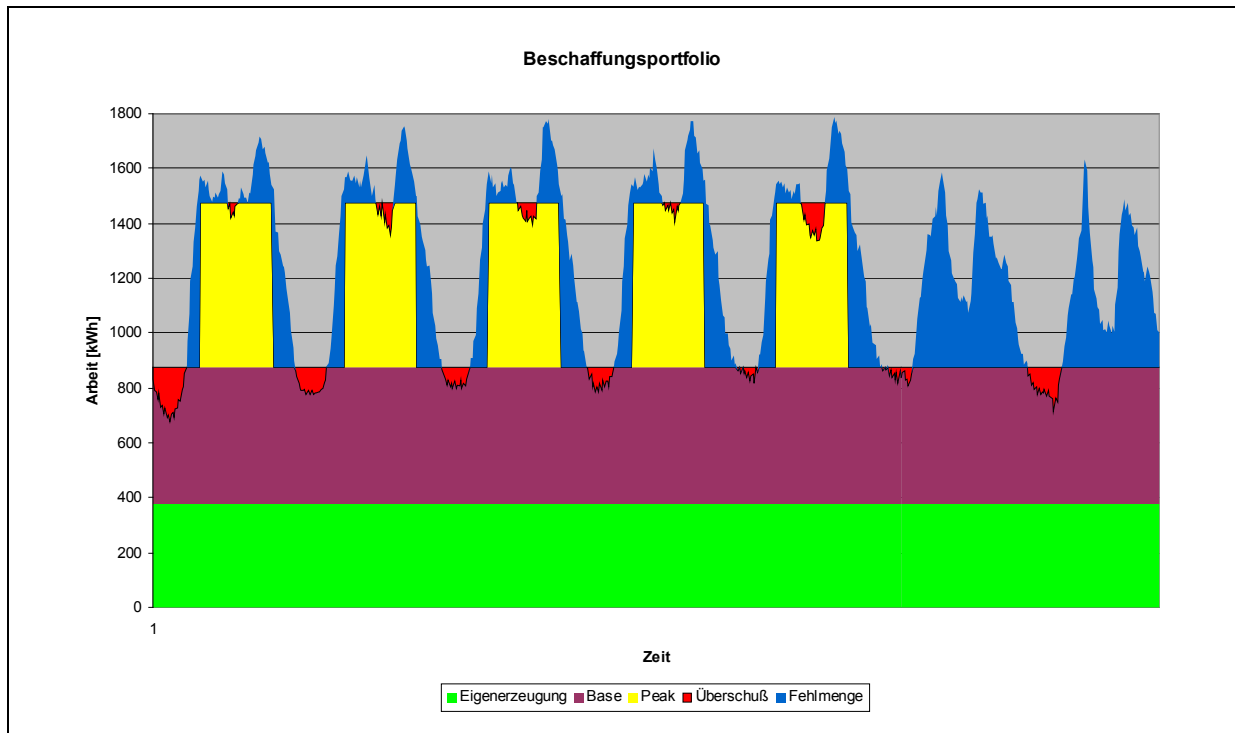


Abbildung 2: Jahresportfolio



**Abbildung 3: Wochenportfolio**

## 2.4 Regel- und Ausgleichsenergie

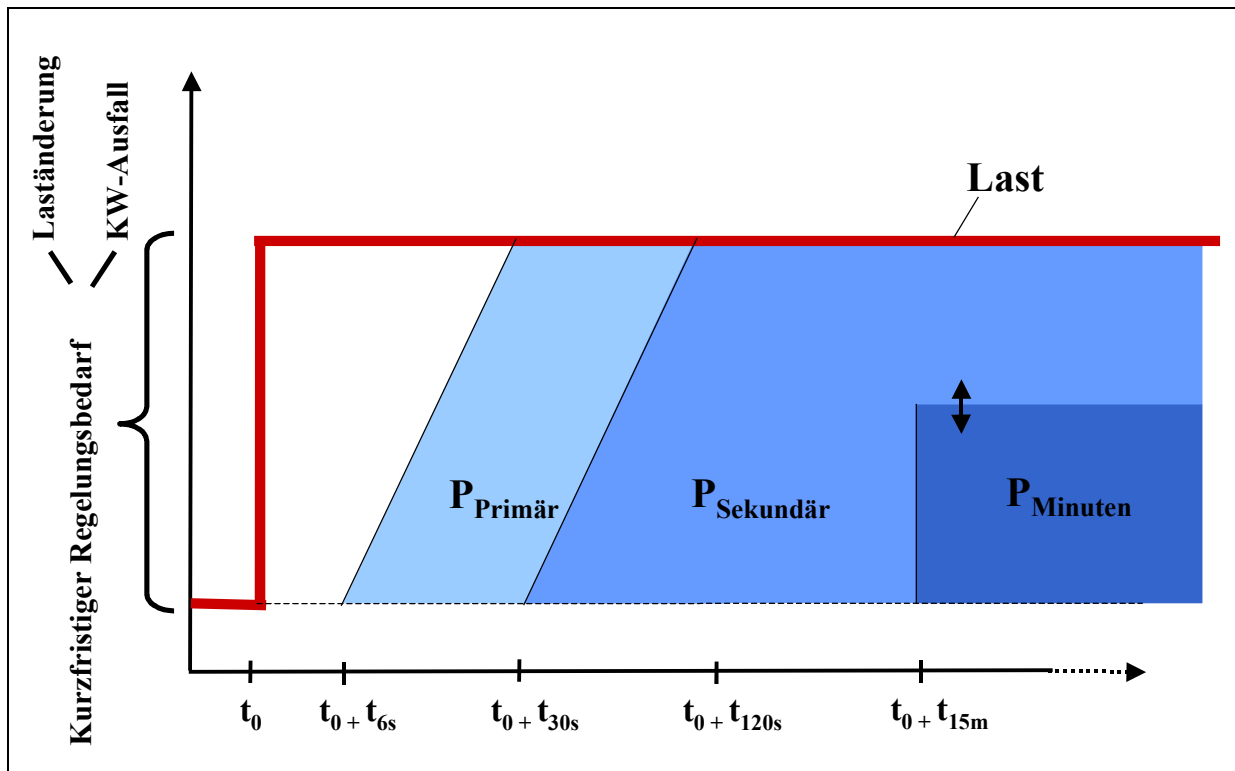
### 2.4.1 Regelenenergie

Elektrische Energie ist wirtschaftlich nicht in nennenswerten Mengen speicherbar, ihre Erzeugung muss zu jedem Zeitpunkt genau dem Verbrauch entsprechen. Schon geringfügige Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch führen zu spürbaren Abweichungen der Netzfrequenz von Ihrem Standardwert von 50 Hz. Diese genaue Abstimmung von Erzeugung und Entnahme gewährleistet nicht jeder einzelne Versorger oder Händler für sich isoliert. Statt dessen macht man sich seit jeher die Systemeigenschaft der Stromnetze zunutze, dass Ausgleichsprozesse ablaufen und sich die Ungleichgewichte, die einzelne Lieferanten oder Händler nie ganz vermeiden können (Bilanzabweichungen), zu Teilen stets kompensieren.

Für den tatsächlichen Ausgleich der saldierten Ungleichgewichte aller Bilanzgruppen oder -kreise zeichnen die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Aufgrund der Vergleichmäßigungsprozesse sind die Übertragungsnetze in der UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité), die fast alle kontinentaleuropäischen Staaten umfasst, verbunden und die Übertragungsnetzbetreiber kooperieren in einem einheitlichen Regelungsverfahren, der sog. „Frequenz-Leistungs-Regelung“.

Diese läuft in drei Stufen ab, der Primär-, der Sekundär- und der Tertiärregelung. Daneben gibt es andere Unterteilungen nach dem Zeitrahmen für die Wirksamkeit der einzelnen Stufen (Sekunden-, Minuten-, Stunden- und Dauerreserve) oder dem Betriebszustand und der

Art der technischen Bereitstellung (rotierende oder stehende Reserve, Warm-/Kaltreserve bei thermischen Kraftwerken). Für den Regelleistungsmarkt wurden die Begrifflichkeiten durch die Auflagenbeschlüsse des Bundeskartellamtes wie in Abbildung 4 dargestellt verbindlich festgelegt.



**Abbildung 4: Ablauf des Regelungsvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung**

Abbildung 4 zeigt den zeitlichen Verlauf der Regelung: Nach einer Störung (Kraftwerksausfall oder Verbrauchsanstieg z. B. durch Wetteränderung oder Großereignis) sind die tatsächlich eingespeiste und die nachgefragte Leistung ( $P_{\text{Soll}}$ ) kurzzeitig aus dem Gleichgewicht. Die technische Folge ist ein Absinken der Frequenz von ihrem Standardwert von 50 Hertz.

Dieser Rückgang der Frequenz wirkt sich im gesamten europäischen Netzverbund der UCTE gleichermaßen aus (aufgrund der einheitlichen Frequenz ist auch die Bezeichnung 'Synchronverbund' üblich). Primärregelkraftwerke in der ganzen UCTE reagieren vollautomatisch, dezentral und innerhalb kürzester Zeit (15...30 Sekunden bis zur vollen Leistung) auf diese Frequenzänderung mit einer Leistungserhöhung. Hierfür halten diese Kraftwerke im Normalbetrieb einen geringen Teil (meist 4...5 %) ihrer Leistung frei.

Damit diese Primärregelung möglichst bald wieder zur Verfügung steht, wird sie durch die Sekundärregelung ersetzt. Diese wird vollautomatisch und zentral von der Netzleitstelle eines Übertragungsnetzbetreibers angefordert und muss von einem Kraftwerk innerhalb weniger Minuten bereitgestellt werden. Sie wird wiederum ganz oder teilweise durch die Minutenreserve freigesetzt, die innerhalb von acht bis 15 Minuten (Anforderungen der ÜNB unterschiedlich) nach manuellem bzw. telefonischem Abruf erbracht werden muss.

Eine Einsatzplanung für die Sekundärregelung oder die Minutenreserve im Sinne einer Fahrplananmeldung für den nächsten Tag (wie bei Handelsprodukten) oder die nächsten Stunden ist aufgrund der Zufälligkeit von Abweichungen zwischen der Erzeugung und der momentanen Last nicht möglich. Vorgegeben werden kann und muss hingegen die für die Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebes benötigte maximale Regel- und Reserveleistung.

Grundsätzlich könnten alle aufgeführten Regelenergiearten bei Vorliegen der entsprechenden technischen und organisatorischen Voraussetzungen auch durch verbraucherseitige Maßnahmen bereitgestellt werden. Die Möglichkeit der verbraucherseitigen Bereitstellung wird derzeit aufgrund verschiedener organisatorischer Hemmnisse, v. a. unzureichender Marktzutrittsbedingungen, nicht praktiziert<sup>15</sup>. In der verbraucherseitigen Bereitstellung von Regelenergie liegen jedoch große wirtschaftliche Potentiale. Im Folgenden wird aufgrund der tatsächlichen Marktlage die verbraucherseitige Regelenergiebereitstellung nicht weiter betrachtet.

#### **2.4.1.1 Bestandteile der Frequenz-Leistungs-Regelung**

Die wesentlichen inhaltlichen Vorgaben für den Aufgabenbereich und -umfang der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere die Frequenzhaltung, sind in den Regelwerken der **UCTE**<sup>16</sup>, **DVG**<sup>17</sup> und **VDEW**<sup>18</sup> enthalten.

##### **Primärregelung**

Die Primärregelung spricht im Sekundenbereich automatisch an und regelt die eingespeiste Leistung des gesamten zusammenschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes so, dass die Stabilität des Systems gewährleistet wird. Sie besteht aus der aktiven Leistungsregelung der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten<sup>19</sup> (Selbstregeleffekt) unterstützt. Steuergröße für den Einsatz der Primärregelung ist die Netzfrequenz: Bei einem Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch verändert sich die Netzfrequenz, bis die Primärregelung anspricht. Die Primärregelung sorgt dann für eine ausgeglichene Leistungsbilanz, bei allerdings leicht veränderter Frequenz.

Jede Regelzone des UCTE-Synchronverbundes muss ihren Beitrag zur Behebung eines Leistungsungleichgewichtes entsprechend den Vorgaben der UCTE proportional zur Fre-

---

<sup>15</sup> Den Autoren ist kein Fall von verbraucherseitiger Regelenergiebereitstellung bekannt.

<sup>16</sup> UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité): Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE, 16.04.1998; Spielregel für die Koordination der Verbundabrechnung und die Organisation der Frequenz-Leistungs-Regelung, 15.04.1999 (UCPTE: Vorgängerorganisation der UCTE, 1951 gegründet, Namensänderung in UCTE in 1999)

<sup>17</sup> DVG (Deutsche Verbundgesellschaft), heute im VDN e. V. (Verband der Netzbetreiber)

<sup>18</sup> VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft

<sup>19</sup> Ein Teil der Netzlast, z. B. große Antriebsmotoren, ist abhängig von der Netzfrequenz.



quenzabweichung liefern. Die in den einzelnen UCTE-Regelzonen vorzuhaltende Primärregelleistung wird jedes Jahr im Verhältnis der Anteile an der Netto-Stromerzeugung im UCTE-Synchronverbund festgelegt. Die gemäß dem UCTE-Anteil von Deutschland vorzuhaltende Primärregelleistung wird innerhalb der DVG gemäß einem festgelegten Schlüssel aufgeteilt.

### **Sekundärregelung**

Die Sekundärregelung steuert bestimmte, einer Regelzone zugeordnete Erzeugungseinheiten in der Weise, dass der planmäßige Energieaustausch der Regelzone mit dem übrigen Verbund eingehalten wird. Die zuvor beim Ansprechen der Primärregelung veränderte Netzfrequenz wird durch die Sekundärregelung gestützt, d. h. auf ihren Sollwert zurückgeregelt. In der UCTE wird die Sekundärregelung demgemäß als eine Frequenz-Leistungs-Regelung durchgeführt.

Die Sekundärregelleistung dient der Ausregelung der momentanen Gesamtabweichung einer Regelzone und darf nicht für andere Ausgleichs verwendet werden. Die Rückführung der Frequenz und der Übergabeleistung zu anderen Regelzonen auf den Sollwert muss spätestens nach 30 Sekunden beginnen und nach 15 Minuten abgeschlossen sein.

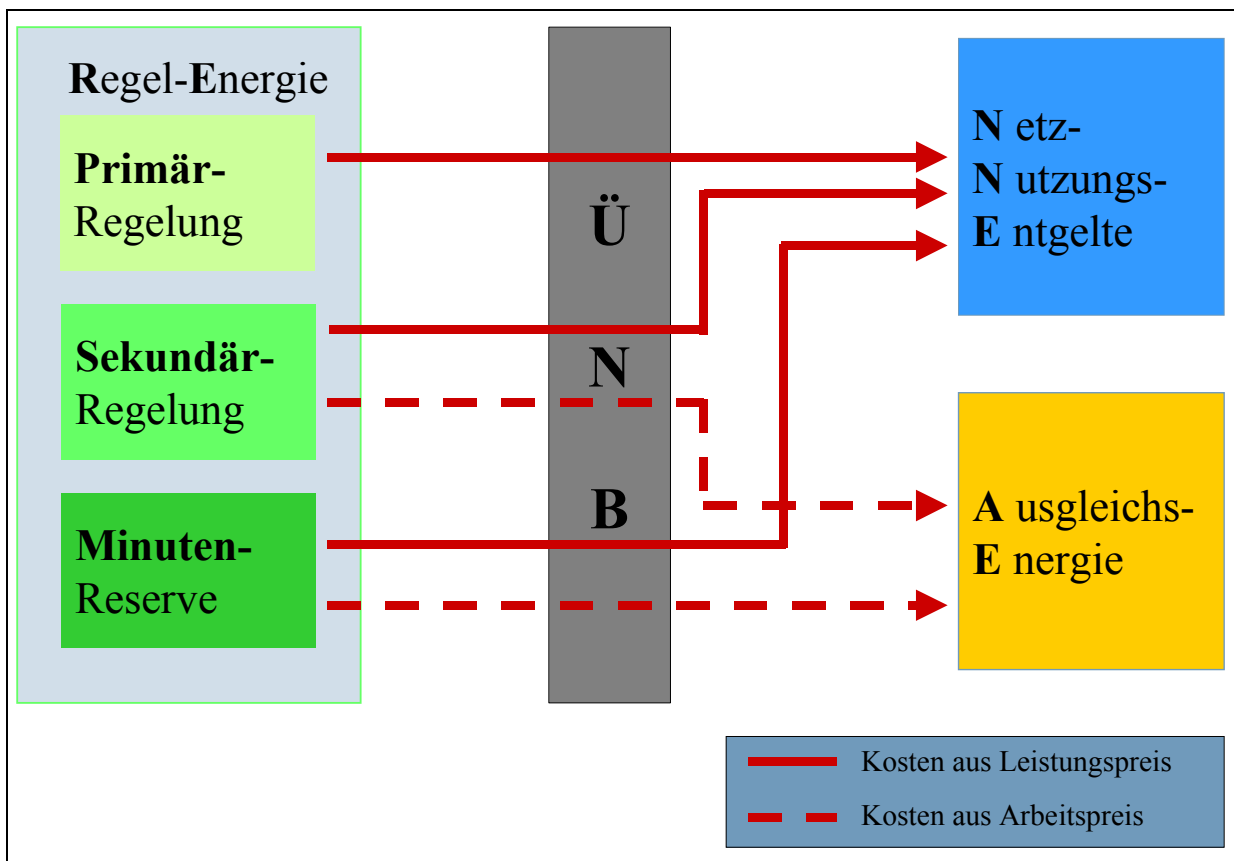
Wenn nicht bereits durch die erforderliche Sekundärregelreserve der Ausfall der größten Erzeugungseinheit abgesichert ist, muss zur Ergänzung Minutenreserve vorgehalten werden. Diese Minutenreserve braucht nicht in der eigenen Regelzone vorgehalten zu werden. Die Bereitstellung der Sekundärregelung wird herkömmlich durch die Regelwerke der UCTE etc. innerhalb der Regelzone vorgesehen.

### **Tertiärregelung (Minutenreserve)**

Die Minutenreserve wird durch manuellen bzw. telefonischen Abruf von Erzeugungseinheiten realisiert und muss innerhalb weniger Minuten (Anforderungen variieren geringfügig) aktiviert werden können. Sie wird vor allem aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken, ferner durch den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnellstartende Reserve nötig sein; die gesamte Sekundärregelung und manuell verfügbare Minutenreserve muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können.

### **Kosten der Regelenergie**

Bei den Regelenergiekosten ist zwischen den Kosten der Leistungsbereitstellung, die sich im Leistungspreis niederschlagen, und denen des Abrufs, die sich im Arbeitspreis abbilden, zu differenzieren. Die Kosten der Regelenergiebeschaffung wälzt der ÜNB auf zwei verschiedenen Wegen ab, wie Abbildung 5 zeigt:

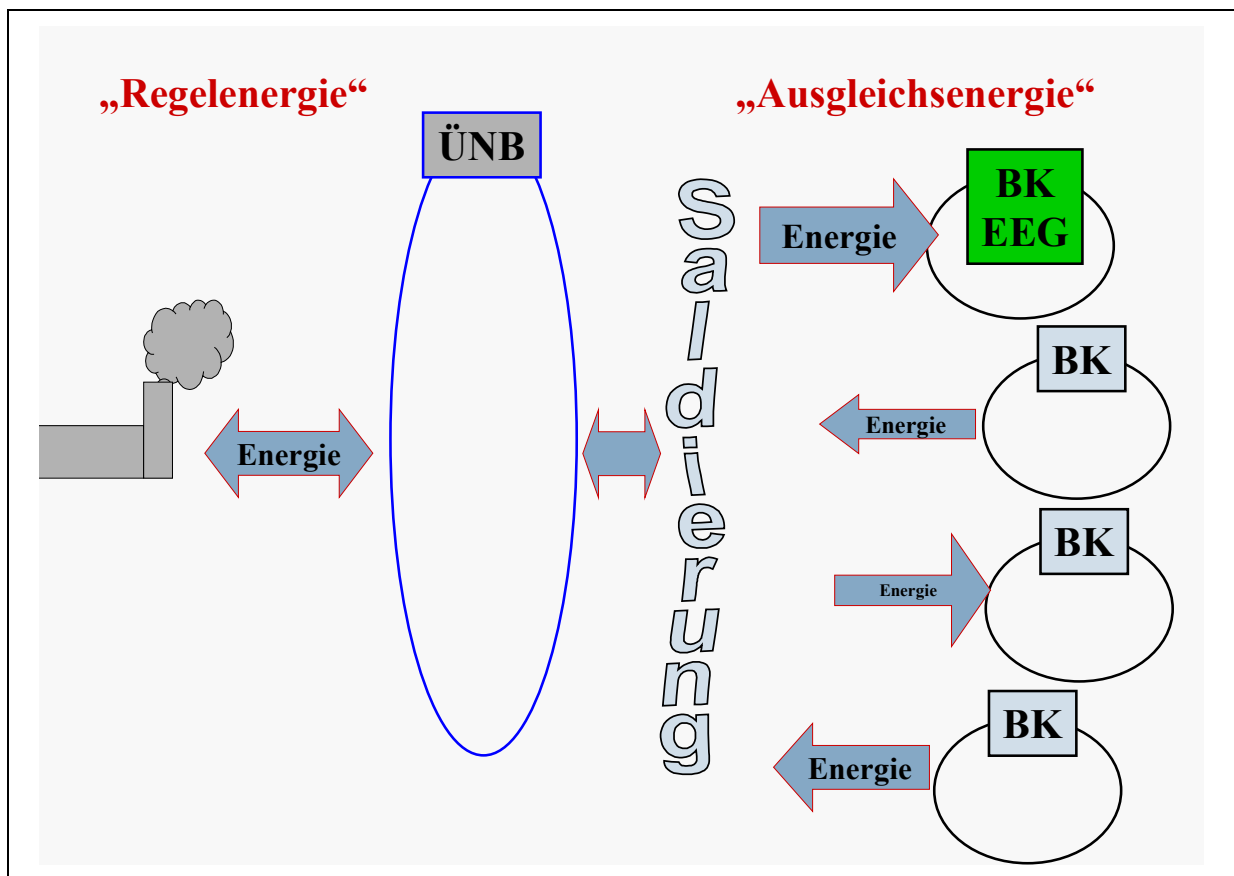


**Abbildung 5: Kostenverteilung Regelenergie**

Die Kosten aus den Leistungspreisen der drei Regelenergiearten (also die Kosten, die durch die Vorhaltung der Regelenergie entstehen) werden den Netznutzungsentgelten der Höchstspannungsebene zugeschlagen und so auf die Netznutzer abgewälzt. Die Arbeitspreisbestandteile der Sekundärregelung und Minutenreserve bilden die Basis zur Berechnung des Arbeitspreises der Ausgleichsenergie und werden so den Bilanzkreisverantwortlichen (Händlern) zugewälzt. Die Arbeitspreisbestandteile wirken sich somit auf die Energiebeschaffungskosten der Händler aus.

### 2.4.2 Ausgleichsenergie

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers steht der Beschaffung der Regelenergie die Bereitstellung von Ausgleichsenergie gegenüber. Die Unterscheidung dieser zwei Begriffe soll Abbildung 6 verdeutlichen.



**Abbildung 6: Regelenergie/Ausgleichsenergie (BK = Bilanzkreis)**

Von Regelenergie spricht man, wenn der Übertragungsnetzbetreiber einen Bestandteil der Frequenz-Leistungs-Regelung bei vertraglich gebundenen Kraftwerken oder Lasten beschafft (linke Bildhälfte), um den Saldo aller Abweichungen auszugleichen; von Ausgleichsenergie hingegen dann, wenn es um die Abrechnung von Einzelabweichungen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem bilanzkreisverantwortlichen Händler geht (rechte Bildhälfte). Diese Ausgleichsenergiemengen gleichen sich in jedem Abrechnungszeitraum zu Teilen gegenseitig aus, so dass der ÜNB nur den verbleibenden Saldo physisch ausgleichen muss. Dennoch werden die einzelnen Bilanzabweichungen unmittelbar mit dem betreffenden BKV abgerechnet. Die Saldierung über alle Bilanzkreise und eine daraus ggf. resultierende Kostensenkung findet in den Preisen der Ausgleichsenergie ihren Niederschlag. Die Ausgleichsenergiepreise können erst im Nachhinein berechnet werden, da die Bilanzabweichungen selbst erst im Nachhinein festgestellt werden können.

Auf Seiten der Ausgleichsenergie kommt einzig und allein ein Arbeitspreis zum Einsatz. Dieser wird für jede Viertelstunde separat ermittelt und wirkt symmetrisch, d. h. er wird in der betreffenden Viertelstunde für beide Energieflussrichtungen gleichermaßen angewendet: Ein BKV mit Leistungsüberschuss erhält den gleichen Preis, den ein BKV mit Leistungsdefizit zahlt.

Auf Seiten der Regelenergie ist die Lage komplexer: Die Primärregelung zeigt einen Leistungspreis; Sekundärregelung und Minutenreserve sind mit Leistungs- und Arbeitspreis behaftet. Eine Besonderheit besteht darin, dass der Leistungspreis, einer Optionsgebühr gleich,

unabhängig von der Richtung des Energieflusses vom Übertragungsnetzbetreiber an den Bereitsteller der Regelernergie gezahlt wird. Der Arbeitspreis wird, wie üblich, in der dem Energiefluss entgegengesetzten Richtung gezahlt.

## **2.5 Zeiten und Fristen**

### **Fahrplananmeldung**

Lieferungen von einem Bilanzkreis in einen anderen werden mittels eines sog. Fahrplans abgebildet. Dieser dokumentiert die geplante Lieferung und muss bis spätestens 14:30 h für den Folgetag beim Übertragungsnetzbetreiber angemeldet werden. Dies gilt sowohl für Lieferungen innerhalb einer Regelzone als auch regelzonenübergreifend, theoretisch auch für die eigenen Bilanzkreise (BK) des ÜNB, wie den BK EEG.

### **Nachträgliche Fahrplanänderung**

Nach VVII+<sup>20</sup> können regelzoneninterne Fahrpläne unter gewissen Voraussetzungen bis 16:00 h des Folgetages geändert werden. Hiervon sind den Bilanzkreis EEG sowie den Börsenbilanzkreis betreffende Fahrpläne ausdrücklich ausgenommen.

### **Intraday-Handel**

Ebenfalls nach VVII+ besteht die Möglichkeit zum Intraday-Handel, also zur untertägigen Änderung von regelzonenübergreifenden Fahrplänen. Zu drei definierten Zeitpunkten des Tages kann der laufende Fahrplan angepasst werden, wenn dem keine Hinderungsgründe entgegenstehen. Die Bilanzkreise EEG und Börse sind hiervon nicht ausgenommen. Der in der VV II+ aufgesetzte Probebetrieb hat dem Vernehmen nach zwischen den Regelzonen E.ON und EnBW zu einer geringen Handelstätigkeit geführt, die aber noch keine große Relevanz erlangt hat.

### **EEX-Gebotsabgabe**

In der „geschlossenen Auktion“ der EEX werden Gebote bis 12:00 h eines Tages für den Folgetag gesammelt. Bis 12:30 h erlangt der Bieter Kenntnis über das zu Stande kommen des Geschäftes, bis 13:00 h sind die zugehörigen Fahrpläne an die Bilanzkreisverantwortlichen und die ÜNB versendet.

---

<sup>20</sup> Anlage 2, Abs. 2.9

### 3 Ist-Analyse des Wälzungsprozesses

Die Notwendigkeit des Wälzungsprozesses resultiert aus zwei Sachverhalten: Zum einen obliegt dem Verteilnetzbetreiber die Pflicht, den regenerativ erzeugten Strom aus sog. EEG-Anlagen vorrangig in sein Netz aufzunehmen und zu vergüten<sup>21</sup>, zum anderen treten diese Einspeisungen zeitlich und räumlich ungleichmäßig verteilt auf. Daher muss ein Ausgleich der Stromeinspeisungen und der finanziellen Belastungen zwischen den stärker und den weniger stark betroffenen Teilnetzen geschaffen und die im EEG vorgesehene Weiterleitung an die Händler, die Endkunden beliefern, organisiert werden. Im Folgenden soll der jetzige Prozess der EEG-Wälzung getrennt nach den beteiligten Akteuren dargestellt werden.

#### 3.1 Erzeuger

Der Betreiber einer EEG-Erzeugungsanlage, z. B. einer Windkraftanlage, ist ein Unternehmer. Er investiert in die Anlage, die Entwicklung des Standortes und den Bau und erhofft sich eine Rendite aus dem Verkauf des erzeugten Stroms, der von dem Netzbetreiber aufgenommen und mit einem gesetzlich festgelegten Mindestpreis vergütet wird, an dessen Netz er angeschlossen ist. In der Regel sind EEG-Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen, bei sehr großen Windparks sind allerdings auch Anschlüsse an das Übertragungsnetz realisiert worden. Hierbei ist für den Einspeiser bei der derzeitigen gesetzlichen Lage die zeitliche Verteilung seiner Erzeugung unerheblich, da allein die eingespeiste Arbeit vergütet wird.

Der einzelne Erzeuger hat demnach kein Interesse und vor allem bei der Windenergie kaum eine Möglichkeit, auf die Ganglinie der Einspeisung Einfluss zu nehmen. Derzeit hat er in der Regel auch keine Möglichkeit, diese mit hinreichender Genauigkeit vorherzusagen. Bei anderen regenerativen Energien ist, eine Speicherbarkeit der Primärenergieträger vorausgesetzt, eine gewisse Beeinflussungsmöglichkeit gegeben. Aufgrund ihrer sehr eingeschränkten Planbarkeit und quantitativen Bedeutung dominiert die Windenergie die Problematik der Gestaltung des Wälzungsprozesses und speziell des Veredelungsprozesses.

#### 3.2 Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber nimmt den gesamten erzeugten Strom der an sein Netz angeschlossenen EEG-Anlagen<sup>22</sup> vorrangig in sein Netz auf und vergütet diesen gemäß EEG. Bilanziell wird der Strom in aller Regel auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung (also als viertelstundenscharfe Zeitreihe) dem „Bilanzkreis EEG“ des ÜNB zugeschrieben.

---

<sup>21</sup> Vgl. EEG §3

<sup>22</sup> Für den Fall, dass eine EEG-Anlage direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, übernimmt der ÜNB die Funktion des Verteilnetzbetreibers.

Diese Zuschreibung erfolgt allerdings meist erst im Nachhinein nach Auslesung des Zählers, nur bei sehr großen Anlagen lohnt der Aufwand einer Online-Erfassung und -Datenübermittlung. Bei kleineren Anlagen kann der VNB alternativ die Energie auch auf Basis von Normprofilen an den ÜNB weiterleiten. Da er damit die Chance vertut, eventuelle Abweichungsrisiken auf die überlagerte Ebene des Übertragungsnetzbetreibers zu verlagern, wird hiervon nur bei kleinen Anlagen Gebrauch gemacht, bei denen der Aufwand für eine registrierende Viertelstundenmessung in keinem angemessenen Verhältnis zur eingespeisten Energie steht.

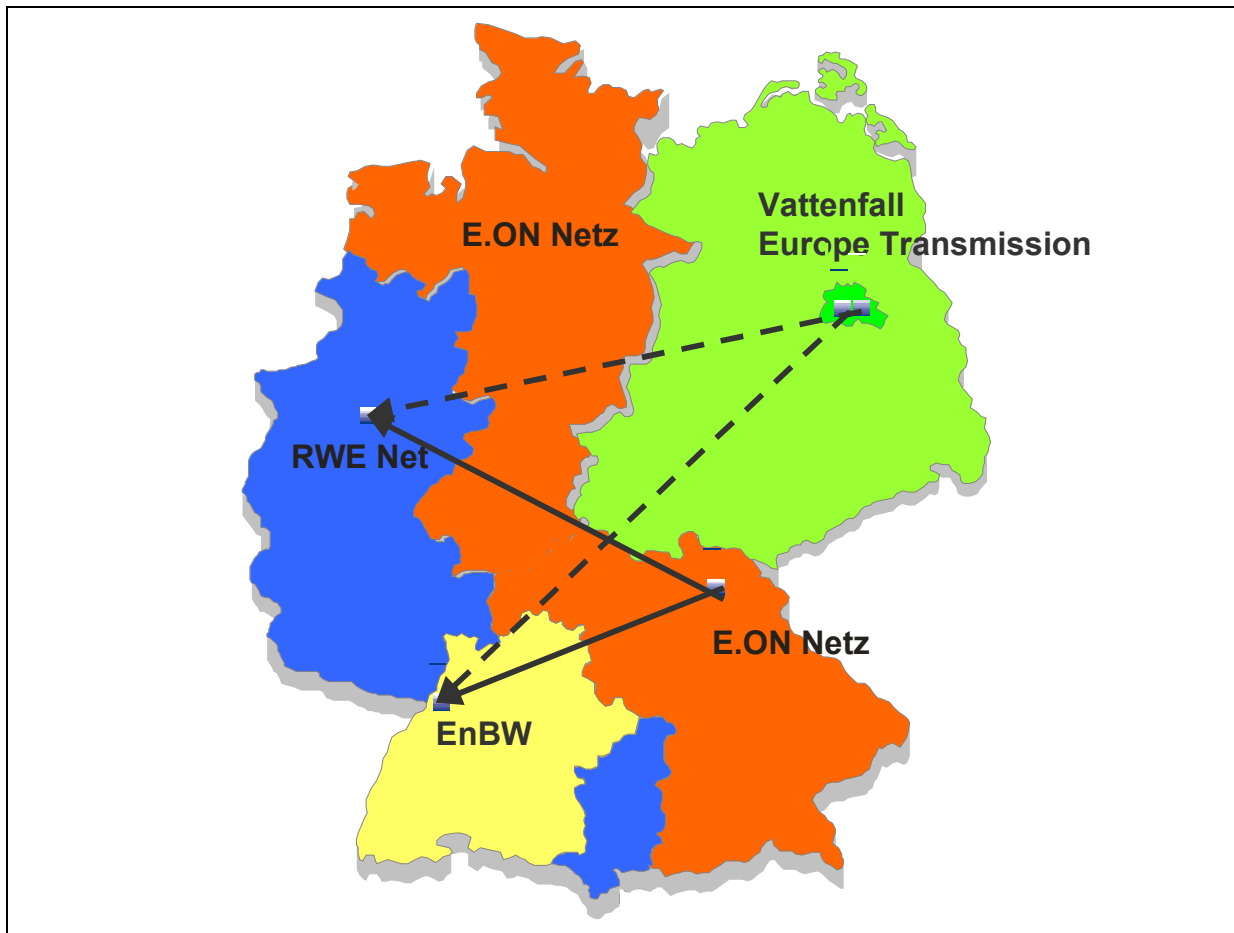
Der VNB hat ebenfalls nur wenig Möglichkeiten, auf die Ganglinie der Einspeisung Einfluss zu nehmen. Derzeit besteht für ihn in der Regel auch keine Notwendigkeit, diese vorherzusagen.

### 3.3 Direkt zugeordneter Übertragungsnetzbetreiber

Dem ÜNB, dessen Regelzone der oben beschriebene VNB zugeordnet ist, wird die eingespeiste Ganglinie „durchgereicht“. Er sieht sich zunächst in der selben Situation wie der vorgelagerte VNB.

Im Weiteren beginnt aber auf dieser Stufe die sog. „**Veredelung**“ der Einspeiseganglinie zum Band und die horizontale Wälzung zwischen den vier ÜNB.

Die eingespeisten EEG-Mengen werden physisch zwischen den ÜNB verschoben und finanziell hinsichtlich der gezahlten Einspeisevergütungen ausgeglichen, wie Abbildung 7 zeigt.



**Abbildung 7: Horizontalausgleich der EEG-Mengen (nach E.ON)**

Hierzu bedient man sich zweier parallel laufender Verfahren. Der Ausgleichsmechanismus unterscheidet zwischen EEG-Mengen aus Windkraft und anderen EEG-Mengen. Die Nicht-Wind-Mengen werden auf Grund einer längerfristigen Prognose mittels Quartalsband von einer Regelzone in die andere geliefert. Die eingespeisten, fluktuierenden Mengen müssen also zu einem Quartalsband umgeformt werden. Es handelt sich um eine klassische Fahrplanlieferung vom Bilanzkreis EEG des einen in den Bilanzkreis EEG des anderen ÜNB.

Die EEG-Mengen aus Windkraft werden wie folgt gehandhabt: Hier können, wie in Abbildung 7 dargestellt, Abgabe-Regelzonen (vorrangig E.ON und VET) und Aufnahme-Regelzonen (RWE und EnBW) unterschieden werden. Von den Abgabe-Regelzonen wird täglich eine Bandlieferung in die Aufnahme-Regelzonen vorgenommen. Dabei veredelt, bzw. glättet die Abgabe-Regelzone den unsteten Tag-/Nacht-Verlauf zu gleichmäßigen Tagesbändern für die Aufnahme-Regelzonen. Details der technischen Umsetzung, die über diese Prinzipbeschreibung hinausgehen, sind nicht öffentlich zugänglich.

### **Tagesband-Veredelung**

Der wegen seiner Kurzfristigkeit komplexere und wichtigere Prozess dieser Beiden ist der der täglichen Wälzung. Hier steht der ÜNB als Bilanzkreisverantwortlicher des Bilanzkreises EEG in der Pflicht, aus der viertelstündlich schwankenden Einspeisung in seinen Bilanzkreis

eine Ausspeisung in Form eines Tagesbandes zu generieren, obwohl er die Einspeisung des Folgetages nicht genau kennt.

Er muss sich zur Planung seiner Tätigkeiten auf eine Prognose der Einspeisung stützen. Auf Basis dieser Folgetagsprognose sowie des aus der prognostizierten Menge resultierenden Fahrplans tätigt er Geschäfte zur Glattstellung seines Bilanzkreises. Auf die hierfür zur Verfügung stehenden Mittel und Produkte (Portfolio, Börse) und deren Rückwirkungen wird in Kapitel 5 vertiefend eingegangen.

Da die Prognose der Einspeisung nicht vollständig mit der tatsächlichen Einspeisung übereinstimmen wird, erfährt der Bilanzkreis EEG eine „Bilanzabweichung“, die durch Ausgleichsenergie, ebenfalls durch den Übertragungsnetzbetreiber, glattgestellt wird.

Resultat dieser „Veredelung“ sind also Tagesbänder, die als Fahrplanlieferung an die Aufnahme-Regelzonen geliefert werden. Der finanzielle Aufwand für diesen Veredelungsprozess verbleibt bislang beim Abgabe-ÜNB.

### **Monatsband-Veredelung**

Da der Prozess der Monatsband-Veredelung dem Grunde nach identisch abläuft, soll er hier nicht gesondert behandelt werden. Er betrifft im Übrigen nur den Nicht-Wind-Strom.

### **Onlinewälzung**

Derzeit wird die Umsetzung einer Echtzeitwälzung zwischen den vier Regelzonen diskutiert. Dies bedeutet, dass auf Grundlage einer Hochrechnung (Onlineberechnung) auf die zeitgleich eingespeisten Mengen die Wälzung von einer Regelzone in die andere vorgenommen wird. Im Ergebnis führt dies dazu, dass der Standort der Erzeugungsanlage für den Prozess der Wälzung irrelevant wird. Jeder ÜNB erhält seinen Anteil der eingespeisten Menge umgehend in seine Regelzone geliefert. In der Echtzeitwälzung ist ein wesentlicher Fortschritt zu sehen, da die ungleiche Belastung der ÜNB mit dem Wälzungs- und Veredelungsprozess weitestgehend aufgehoben wird. Der Fehler der erwähnten und unter Kap. 4 genauer erläuterten Hochrechnung der Online-Einspeisung verbleibt als Bilanzabweichung des Bilanzkreises EEG in der jeweiligen Abgabe-Regelzone. Er ist damit Gegenstand der Bilanzabweichung des BK EEG und betrifft die Ausgleichsenergie und nicht den Veredelungsprozesses.

## **3.4 Gesamtheit der Übertragungsnetzbetreiber**

Jeder ÜNB kann sich grundsätzlich in der Situation befinden, die unter Kapitel 3.3 beschriebenen Bänder oder zukünftig Onlinewälzungen zu empfangen. Daneben gibt es eigene Einspeisungen, die von den unterlagerten VNB gemäß Kapitel 3.2 an ihn durchgereicht werden.

Der gesamte Saldo wird bislang vom ÜNB an die in seinem Gebiet tätigen Händler, die Endkunden beliefern, in Form des EEG-Zwangsbezuges als **Quartalsband** weitergereicht. Basis des Quartalsbandes ist eine Schätzung der im Quartal insgesamt eingespeisten EEG-Strom-



Menge. Diese wird bundeseinheitlich auf die erwartete Gesamtstromentnahme durch Endkunden umgelegt und so zur sog. „EEG-Quote“.

Neben den Aufgaben des direkt betroffenen ÜNB muss nun also der Saldo der Einspeisungen in den Bilanzkreis EEG und der Ausspeisungen zum Horizontalausgleich in das bekannte Quartalsband „veredelt“ werden. Die hierfür angesetzten Produkte und Instrumente unterscheiden sich nicht von den unter Kapitel 3.3 beschriebenen.

Der dargestellte Prozess betrifft die Regelenergiebereitstellung nur indirekt: Der Ausgleich des Bilanzkreises EEG erfolgt über Ausgleichsenergie. Erst nach Saldierung mit den Bilanzabweichungen der anderen Bilanzkreise hat er Auswirkungen auf die Regelenergie. Darüber hinaus kann der Veredelungsprozess, wie in Kapitel 5 noch gezeigt wird, teilweise auch mit anderen Produkten als Ausgleichsenergie erfolgen. Offenbar wird aber ein Teil der ausgedruckten Minutenreserve unmittelbar „für den Ausgleich der Einspeiseschwankungen des EEG-Bilanzkreises“<sup>23</sup> verwendet.

Um die unterschiedlichen Vorgänge um den Bilanzkreis EEG des ÜNB zusammenfassend zu veranschaulichen, dient Abbildung 8.

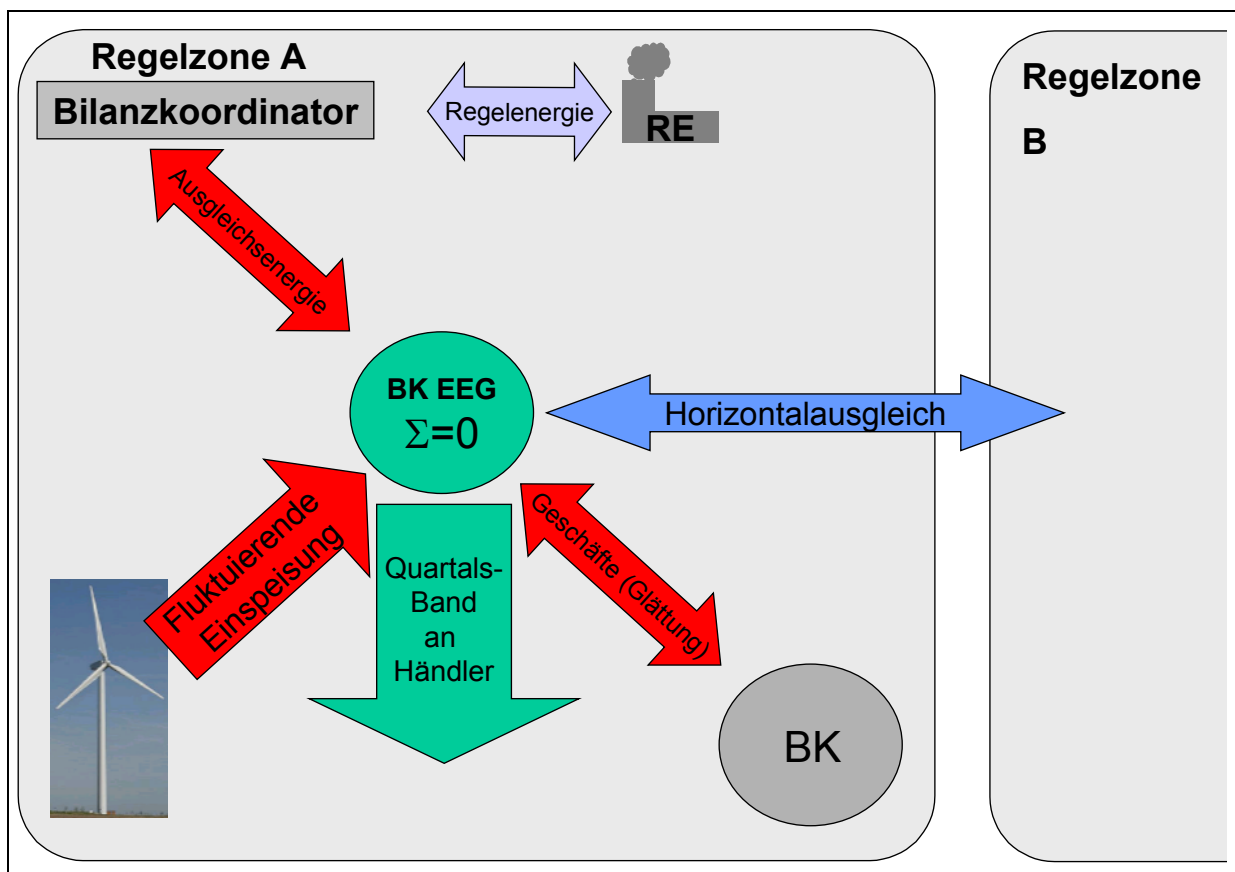
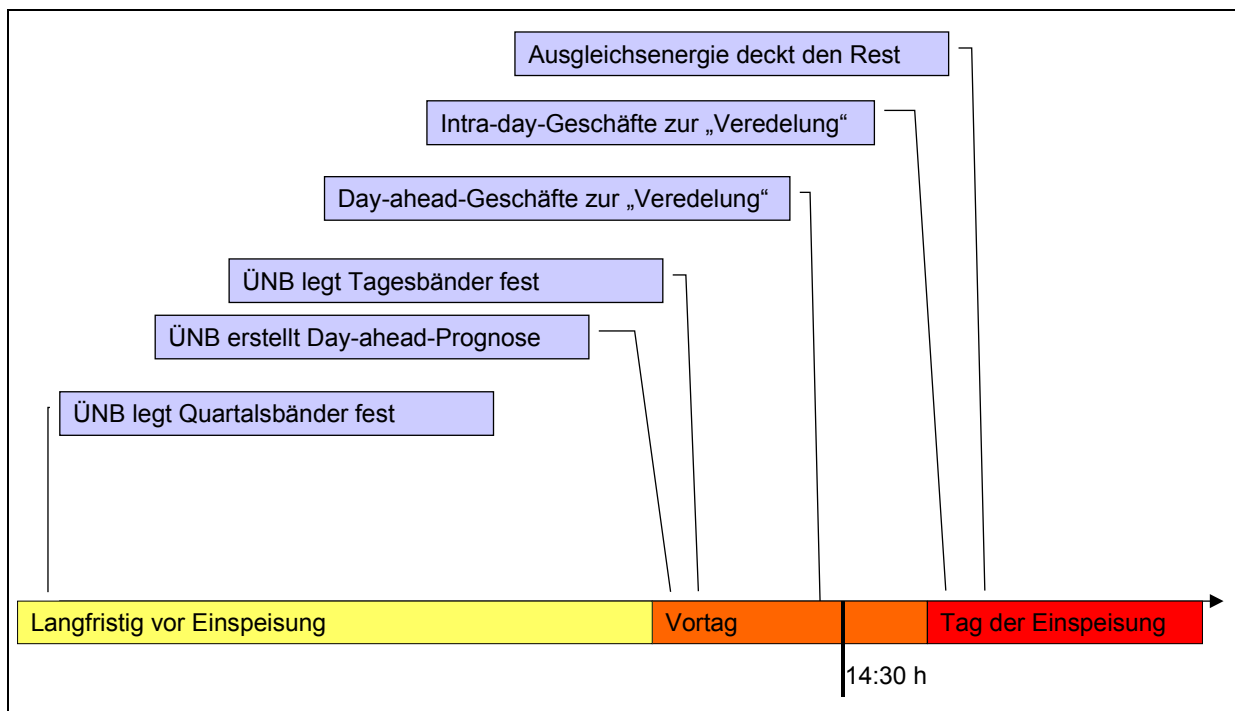


Abbildung 8: Bilanzkreis EEG des ÜNB: Die Bilanz

<sup>23</sup> siehe Internetveröffentlichung der VET, <http://transmission.vattenfall.de>, 9. März 2004

Den zeitlichen Ablauf dieser Vorgänge stellt Abbildung 9 dar:



**Abbildung 9: Bilanzkreis EEG des ÜNB: Der zeitliche Ablauf**

### 3.5 Endkunden-Lieferant/Händler

Jeder Endkunden-Lieferant bekommt einen vorher festgelegten Teil der von seinen Kunden voraussichtlich benötigten Energie (= EEG-Quote) vom betreffenden Übertragungsnetzbetreiber als sog. „EG-Zwangsbezug“ geliefert. Dieser wird zum Durchschnittspreis, der sich aus den Vergütungen an die EEG-Einspeiser ergibt, vergütet.

Dem planbaren Charakter dieser Bandlieferung steht nachteilig gegenüber, dass der EEG-Strom in dieser Form ausgerechnet den billigsten Anteil des Händlerportfolios verdrängt: Der Händler bekommt zu einem relativ hohen Preis ein Band geliefert. In seinem Portfolio stellt das Band, das so zu Teilen verdrängt wird, aber den preisgünstigsten Teil der Beschaffung dar. Würden die EEG-Mengen (als Extrembeispiel) unter sonst gleichen Randbedingungen nur in den Mittagsstunden an den Händler gewälzt, wenn seine Beschaffung relativ teuer ist, wären seine EEG-Mehrkosten geringer. Eine Wälzung, die sich von willkürlichen Festlegungen entfernt und der Realität annähert, wäre wünschenswert.

### 3.6 Zusammenfassung Kapitel 3

- Die Einspeisung der EEG-Mengen erfolgt zeitlich schwankend.
- Der Ausgleich der Windenergiemengen erfolgt zwischen den ÜNB als Tages-Bandlieferung. (Für die Zukunft ist jedoch eher von einer Onlineweitergabe auszugehen.) Der Ausgleich der übrigen EEG-Energiemengen erfolgt über Quartalsbänder.
- Die Weitergabe der EEG-Mengen an die Händler erfolgt als Quartals-Bandlieferung (von Monatsprofilen mit Annäherung an das tatsächliche Einspeiseprofil als Alternative ist bereits die Rede).
- Die Umformung zum Band stellt einen „Veredelungsschritt“ dar, der sich auf die Prognosen der Einspeisemengen stützen muss.

## 4 Voraussetzungen und Instrumente der Prognose

Für eine volkswirtschaftlich optimierte Einbindung der Windenergie ist, neben der genauen Kenntnis des statistischen Verhaltens der eingespeisten Windleistung, vor allem eine **Prognose** der Windleistung erforderlich. Dabei sind drei verschiedene Prognosehorizonte in ihrer Anwendung zu unterscheiden (siehe Abbildung 11). Langfristige Prognosen über Wochen oder Monate basieren im Wesentlichen auf statischen Untersuchungen sowie auf Prognosen des Zubaus der WEA. Sie dienen in besonderem Maße der mittel- und langfristigen Portfolio-Planung desjenigen, der für den Ausgleich der schwankenden EEG-Einspeisung verantwortlich ist. Anders ist dagegen die Prognose für den nächsten Tag (Folgetagsprognose), die für den kurzfristigen Ausgleich relevant ist. Diese Prognosen basieren auf den Daten numerischer Wettervorhersagemodelle wie z. B. des Lokal Modells des Deutschen Wetterdienstes. Für den operativen Betrieb des Netzes und der Regelkraftwerke ist eine Vorhersage für die nächsten Stunden hilfreich. Hierfür wird neben der Wettervorhersage auch die aktuell eingespeiste Leistung der letzten Stunden verwendet. Durch das Verwenden dieser zusätzlichen Daten und durch den kurzen Prognosehorizont kann diese Kurzzeitprognose deutlich genauer erstellt werden als die Folgetagsprognose.

Neben diesen eigentlichen Prognosen existiert ein Modell zur Berechnung der zur Zeit eingespeisten Energiemengen, das als Basis für die zwischen den Übertragungsnetzbetreibern „online“ gewälzten Energiemengen dienen soll.

Die derzeit eingesetzten Modelle stellen den Übertragungsnetzbetreibern also verschiedene Datensätze zur Verfügung:

- Die (statistische) **Langfristprognose** der Windeinspeisung
- Die **Day-ahead-Prognose** für ein bis zwei Folgetage
- Die qualitativ höherwertige **Kurzfristprognose** (1...8 h)
- Die **Onlineberechnung** der gesamten Einspeisung aus Windenergieanlagen

Die aktuelle bzw. zu erwartende Einspeisung aus nicht steuerbaren Quellen hat in den letzten Jahren vor allem wegen des Ausbaus der **Windenergie** eine große Bedeutung für die Systemführung im Übertragungsnetz gewonnen. Sie ist damit neben den klassischen Parametern Lastverlauf, Verfügbarkeit der Kraftwerke und Sollwert des Stromaustausches mit anderen Übertragungsnetzen eine wichtige Eingangsgröße für die Systemführung geworden. Im Gegensatz zu großen Kraftwerken, die zentral an wenigen Punkten in das Netz einspeisen, sind die Windenergieanlagen (WEA) meist in kleinen Windparks zusammengefasst, über das ganze Netzgebiet verteilt und speisen hauptsächlich in die Verteilungsnetze ein. In den letzten Jahren sind allerdings auch große Windparks entstanden, die direkt ins Übertragungsnetz einspeisen.

## 4.1 Onlineberechnung der Windeinspeisung

Für die Ermittlung der aktuellen Einspeiseleistung aller WEA wäre es eigentlich ideal, jeden Windpark mit Messtechnik auszustatten, die es erlaubt, die abgegebene Leistung der WEA fortlaufend an die zentrale Netzleitwarte des ÜNB zu übermitteln. Aufgrund der großen Anzahl von Windparks bzw. Einzelanlagen wäre der technische Aufwand einer solchen Lösung jedoch unverhältnismäßig hoch. Eine weitere Hürde für eine derartige Lösung ist der Umstand, dass der Übertragungsnetzbetreiber derzeit nur auf die Windparks unmittelbaren Zugriff besitzt, die direkt ins Übertragungsnetz einspeisen. Auf Windparks oder Einzelanlagen, die an Verteilnetze angeschlossen sind, hat der ÜNB keinen unmittelbaren Zugriff.

Bei der Online-Erfassung wird auf Grundlage von Messdaten der Netzbetreiber, die an repräsentativ ausgewählten Windparks bzw. Umspannwerken gewonnen werden, die insgesamt in ihr Versorgungsgebiet eingespeiste Windleistung berechnet. Dazu wird zunächst eine repräsentative Auswahl von Windparks in der Regelzone ermittelt. Darauf aufbauend wird dann unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung des Anlagenbestands ein Berechnungsalgorithmus angewendet, der die Übertragung gemessener Windpark-Ganglinien auf die Gesamteinspeisung ermöglicht. Die Parameter des Berechnungsverfahrens werden entsprechend der weiteren Entwicklung des Anlagenbestands und der räumlichen Verteilung fortlaufend, d. h. im Monatsrhythmus, angepasst.

Das beschriebene Online-Modell ist zur Zeit das einzige den Autoren bekannte Verfahren, das sich in Anwendung befindet. Es wird bei den Übertragungsnetzbetreibern E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission (VET) und RWE Transportnetze eingesetzt.

Bei E.ON Netz werden zurzeit 39 Windparks bzw. Windparkgruppen mit einer zugehörigen installierten Leistung von 1.307 Megawatt messtechnisch erfasst und zur Hochrechnung auf die Gesamteinspeisung herangezogen. Die Qualität der Hochrechnung ist dabei auch direkt von der Repräsentativität der Messungen abhängig. Diese Repräsentativität wird in regelmäßigen Abständen geprüft und den Netzbetreibern mitgeteilt. Ein wichtiges Maß zur Beurteilung der Repräsentativität ist das Verhältnis der Nennleistung des gemessenen Windparks zum Faktor für die Hochrechnung. Momentan (03/2004) beträgt das Verhältnis der Nennleistung der repräsentativen Windparks zur gesamten WEA-Leistung rund 20 %. Dem weiterhin erwarteten WEA- Zubau in der E.ON Regelzone wird durch die Erweiterung um 11 Referenzmessungen bis Ende 2004 Rechnung getragen.

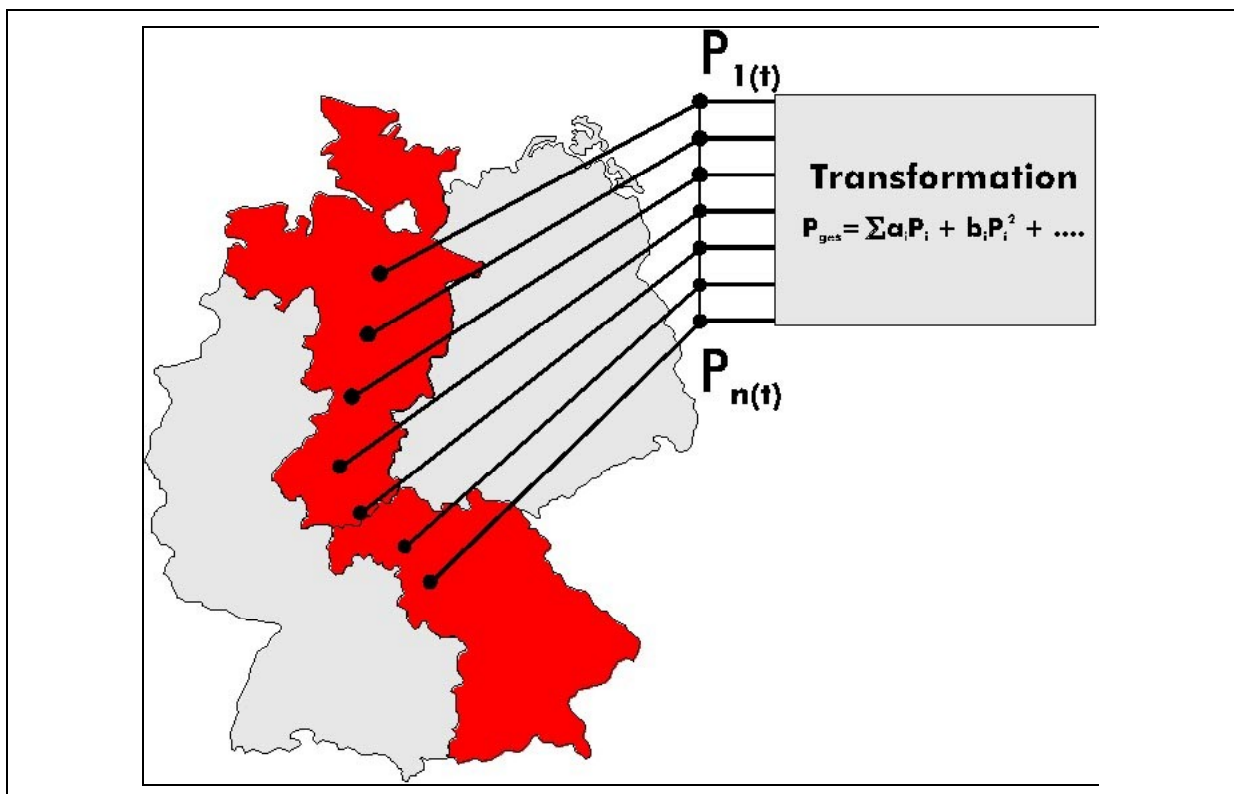
Ein weiterer wichtiger Garant für die Güte der mit dem Online-Modell berechneten Summenleistung ist die regelmäßige Kontrolle mit einem Vergleichsmodell. Mit diesem wird der Verlauf der Windeinspeisung für die betreffende Regelzone sowie für kleinere Netzregionen mit aufwendigen Rechenverfahren monatlich rückwirkend nachgebildet. Da die Berechnung der Ganglinien beider Verfahren auf voneinander völlig unabhängigen Datenquellen basiert, ist ein regelmäßiger Abgleich eine wichtige Voraussetzung zur Erhaltung einer hohen Genauigkeit.

Aus der laufenden Analyse der Qualität der hochgerechneten Online-Leistungswerte nach den o. g. Verfahren lässt sich somit der Fehler auf durchschnittlich kleiner  $\pm 3 \%$  abschätzen.

Ein weiteres Maß für die Güte des Online-Modells ist der Vergleich des Integrals der Summenganglinie mit der Summe der testierten Einspeisemengen nach EEG. Die Abweichung zwischen beiden Angaben betrug in den vergangenen Jahren durchweg weniger als 1 % (siehe Tabelle 1).

**Tabelle 1: Vergleich der Ergebnisse der Jahreseinspeisung aus Windenergie entsprechend Online-Modell und nach EEG-Testat**

| Jahr       | Online-Modell [GWh] | Testat [GWh] | Fehler   |
|------------|---------------------|--------------|----------|
| 04-12/2000 | 3410                | 3386         | - 0,68 % |
| 2001       | 5695                | 5650         | - 0,79 % |
| 2002       | 7928                | 7997         | 0,87 %   |



**Abbildung 10: Schematischer Aufbau des Online-Modells (Quelle: ISET)**

## 4.2 Prognosen

Durch eine möglichst genaue Vorhersagbarkeit der Windleistung können die positiven Umweltauswirkungen der Windenergienutzung – die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen – verstärkt werden, indem diese Kapazitäten dem Markt in geeigneter Form zur Verfügung ge-

stellt, der Einsatz der thermischen Kraftwerke optimiert und die vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung minimiert werden kann.

Wie einleitend bereits erläutert, können auf Basis unterschiedlicher Eingangsdaten Prognosen unterschiedlicher zeitlicher Horizonte erstellt werden. Dies veranschaulicht Abbildung 11. Die Prognose für den gesamten Folgemonat kann sich sinnvoller Weise nicht auf Wetterprognosen stützen, da diese in ihrer Genauigkeit nicht über die statistischen Werte für den Folgemonat hinausgehen; für den Folgetag aber bieten Wetterprognosen als Eingangsgröße eine Möglichkeit zur deutlichen Verbesserung der Prognosegüte.

| Prognosehorizont                | Jahr | Monat | Tag | 4 Stunden | Stunde |
|---------------------------------|------|-------|-----|-----------|--------|
| <b>Eingangsdaten</b>            |      |       |     |           |        |
| <b>Statistische Auswertung</b>  |      |       |     |           |        |
| <b>Prognose des Zubaus</b>      |      |       |     |           |        |
| <b>Numerisches Wettermodell</b> |      |       |     |           |        |
| <b>Online-Messung</b>           |      |       |     |           |        |

**Abbildung 11 Eingangsdaten der Prognosemodelle in Abhängigkeit des Prognosehorizonts**

### Prognosemodelle

In den letzten Jahren wurde weltweit an Modellen zur Windleistungsvorhersage gearbeitet. Die ersten Arbeiten in dieser Richtung wurden am dänischen RISØ National Laboratory und an der technischen Universität in Kopenhagen unternommen. Aber auch andere Universitäten und Forschungsinstitute haben sich dieses Problems angenommen. Fast alle Modelle basieren auf detaillierten dreidimensionalen numerischen Wettermodellen wie dem deutschen Lokal Modell des Deutschen Wetterdienstes (DWD), dem skandinavischen HIRLAM (High Resolution Limited Area Model) oder dem englischen UK MESO (U.K. Met Office Meso-Scale Model). Die meisten Modelle rechnen zunächst die Leistung einzelner repräsentativer Windparks aus, um dann auf die Gesamtleistung hochzurechnen (ähnlich dem oben beschriebenen Online-Modell). Je nach Modell werden physikalische oder statistische Methoden eingesetzt, um aus den prognostizierten Wetterdaten die Leistung der WEA zu berechnen. Bei den physikalischen Modellen werden aus den Wetterdaten anhand von detaillierten Strömungsmodellen die Windverhältnisse an den einzelnen WEA und anschließend die Leistung mit Hilfe von gemessenen Leistungskennlinien berechnet. Dazu ist eine genaue Kenntnis der Umgebung der WEA-Standorte nötig, da sowohl die Topographie als auch Hindernisse sowie die Abschattungen der WEA eines Windparks untereinander, je nach Windrichtung, Einfluss auf die Leistung der WEA haben. In Deutschland ist ein solches Modell z. B. an der Universität Oldenburg entwickelt worden. Mit physikalischen Modellen werden die Prognosen ausschließlich auf Basis der Winddaten erstellt, eine Kurzzeitprognose unter Zuhilfenahme der aktuellen Messwerte ist nicht möglich.

Von einigen Instituten wurde die Möglichkeit untersucht, die Windleistung mit Hilfe von statistischen Modellen zu berechnen (zu diesen zählen im weitesten Sinne auch die Künstlichen



Neuronalen Netze (KNN)). Die Berechnung erfolgt dabei über mathematische Gleichungen, deren Parameter aufgrund von Daten aus der Vergangenheit angepasst werden, um den Zusammenhang zwischen Wetterprognose und Leistung der WEA möglichst genau wiederzugeben. Eine genaue Kenntnis der Umgebung der WEA ist hierbei nicht nötig, allerdings sind Daten über einen größeren Zeitraum sowohl der Leistungsabgabe der WEA als auch der entsprechenden Wettervorhersage erforderlich. Mit den statistischen Modellen ist auch eine Kurzzeitprognose möglich. Hierbei wird der Einfluss der aktuellen Messwerte umso größer, je kürzer der Prognosehorizont ist. Die statistischen Modelle haben sich bei den ÜNB in den Ländern mit hohem Windanteil (Dänemark, Spanien und Deutschland) mittlerweile durchgesetzt.

Im Folgenden soll das auf der Basis von **Künstlichen Neuronalen Netzen** entwickelte Modell näher beschrieben werden, das von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH und VET eingesetzt wird.

Die Fähigkeit von KNN, die kurzfristige Vorhersage der Leistung von WEA zu ermöglichen, wurde in der Vergangenheit von mehreren Instituten untersucht. Die Vorteile von KNN gegenüber anderen Berechnungsverfahren sind das „Erlernen“ von Zusammenhängen und das „Erraten“ von Ergebnissen bei unvollständigen oder widersprüchlichen Eingangsdaten.

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und in Zusammenarbeit mit E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission und dem Deutschen Wetterdienst wurde am ISET ein numerisches Modell zur Windleistungsprognose entwickelt, das auf dem Einsatz von KNN basiert. Die Grundidee bei der Entwicklung dieses Prognosemodells war, das bei E.ON im Einsatz befindende Online-Modell als Basis für die Windleistungsprognose zu verwenden. Wie bereits erwähnt, berechnet das Online-Modell die aktuell eingespeiste Windleistung aller WEA in einem Versorgungsgebiet oder Teilgebiet, basierend auf online erfassten Windleistungsdaten einiger repräsentativer Standorte.

Das Prognosemodell berechnet zunächst die Leistungsprognosen für die einzelnen repräsentativen Standorte und nutzt anschließend die Algorithmen des Online-Modells zur Berechnung der Prognose der Gesamtleistung. Für die repräsentativen Standorte stellt der DWD prognostizierte Winddaten sowie weitere meteorologische Parameter in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden zur Verfügung. Bereits bei der Entwicklung des Online-Modells wurde bei der Auswahl der Standorte auch die Entfernung zu anderen, verfügbaren Messstellen berücksichtigt. Dadurch war es möglich, die DWD-Prognose mit gemessenen Winddaten zu vergleichen, um daraus die Prognosegüte bestimmen zu können.

Durch die Verwendung der Algorithmen des Online-Modells können ebenfalls Teilsummen gebildet werden, um die Einspeisung in einzelnen Teilgebieten des Netzes vorherzusagen. Dies ist wichtig, um rechtzeitig evtl. Engpässe im Netz zu erkennen und notwendige Abhilfemaßnahmen einzuleiten.

Das Prognosemodell besteht aus zwei Modulen, welche unabhängig voneinander ausgeführt werden können. Das Modul I liefert eine Windleistungsprognose von bis zu zwei Tagen, aus-



schließlich basierend auf der Windvorhersage für die repräsentativen Standorte. Diese Folgetagsprognose wird jeden Tag um 7:00 Uhr mit den dann eintreffenden Daten des DWD für den gesamten folgenden Tag erstellt. Der Prognosehorizont liegt also zwischen 17 und 41 Stunden. Das Modul II nutzt neben der jeweils neuesten DWD-Prognose auch die online erfassten Leistungsdaten an den repräsentativen Standorten. Die KNN können am Verlauf und an der Höhe der tatsächlich erzeugten Windleistung Fehler der DWD-Prognose erkennen und z. T. verbessern. Dadurch kann das Modul II ständig aktualisierte, sehr genaue Prognosen für die nächsten ein bis acht Stunden errechnen.

### **Datenreihe „Day-ahead-Prognose“**

Aus der DWD-Windprognose wird mit Hilfe Künstlicher Neuronaler Netze die zu erwartende Windparkleistung an den repräsentativen Standorten berechnet. Im Prinzip bilden die KNN eine empirische, mehrdimensionalen Leistungskennlinien der WEA eines Windparks ab. Eine Leistungskennlinie gibt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung einer WEA wieder. Sie wird für jeden WEA-Typ von einem zertifizierten Institut vermessen. Diese zertifizierten Leistungskennlinien sind jedoch nur für einen idealen Standort mit gleichmäßiger und freier Anströmung des Windes sowie bei einer bestimmten Temperatur und einem bestimmten Luftdruck gültig. Allein die Windrichtung hat, je nachdem ob Hindernisse im Weg stehen oder die verschiedenen WEA eines Windparks sich gegenseitig abschatten, einen großen Einfluss auf die Leistungsabgabe. Da sich aber auch andere meteorologische Größen wie Temperatur, Luftdruck, Turbulenz und Niederschlag auf die Leistung der WEA auswirken, kann das reale Betriebsverhalten nur annähernd mit solchen (idealierten) Leistungskennlinien beschrieben werden, wie sie in den oben erwähnten physikalischen Modellen Verwendung finden. Die empirischen Kennlinien der KNN können dieses Problem jedoch ausgleichen.

Bei dem hier beschriebenen Modell wurden daher KNN eingesetzt, die mit Hilfe von Daten aus der Vergangenheit die Relation zwischen den meteorologischen Größen und der gemessenen Windparkleistung erlernen. Auf diese Weise können auch beliebig komplexe Strömungsverhältnisse und Leistungskennlinien nachgebildet werden, ohne alle physikalischen Zusammenhänge exakt zu kennen. Größten Einfluss auf die Leistung hat erwartungsgemäß die Windgeschwindigkeit und -richtung. Aber auch Temperatur, Luftdruck und andere Größen haben einen merklichen Einfluss und können die Abbildung der Leistungskennlinie und somit letztendlich die Prognoseergebnisse deutlich verbessern. Mit Hilfe der KNN ist es sehr einfach möglich, auch diese Größen mit in die Berechnung der Windparkleistung einfließen zu lassen und damit Verbesserungen zu erreichen.

### **Datenreihe „Kurzfristprognose“**

Für das Modul II des Prognosemodells, das eine Kurzzeitprognose für die nächsten ein bis acht Stunden erstellt, werden neben den meteorologischen Vorhersagen auch die aktuellen Erzeugungsleistungen der Windparks der letzten Stunden als Eingangsdaten für die KNN verwendet. Hierbei kommt neben der Abbildung der Leistungskennlinie auch die Funktion der KNN zum Tragen, aufgrund des Verlaufs der Leistung eine Prognose für die nahe Zu-

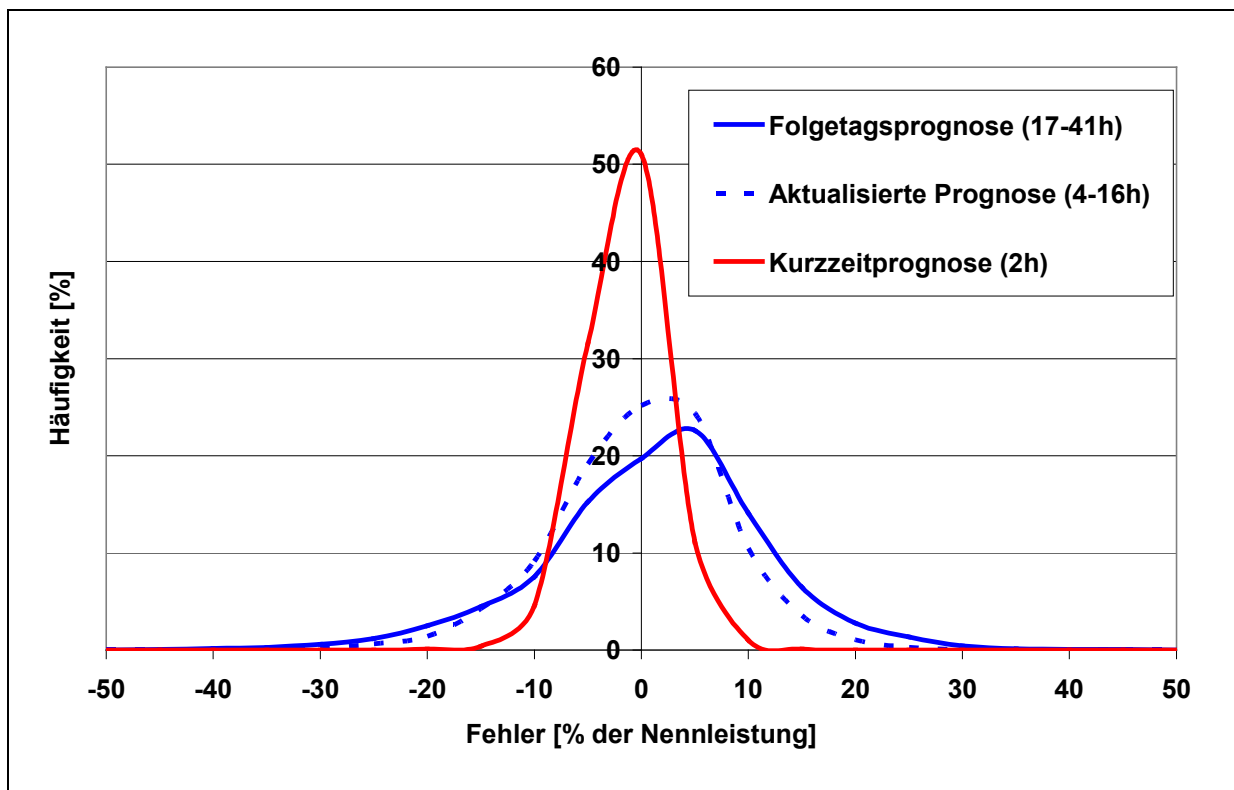
kunft erstellen zu können. Zusätzlich können die KNN erkennen, ob sich die Windleistung tatsächlich entsprechend der meteorologischen Vorhersage entwickelt, um dann eine korrigierte Vorhersage zu liefern. Für längere Prognosehorizonte schwindet der Einfluss der aktuellen Messwerte jedoch, so dass er nach acht Stunden vernachlässigbar ist und die Prognose kaum noch besser ist als die des ersten Moduls.

### **Prognosefehler**

Die Prognosefehler des Moduls I („Day-ahead-Prognose“) lassen sich im Wesentlichen auf die drei folgenden Ursachen zurückführen:

1. Über einen längeren Zeitraum (einige Stunden in Einzelfällen auch Tage) wird die Höhe der Windgeschwindigkeit falsch prognostiziert. Die zeitpunktbezogenen Abweichungen sind meist nicht sehr groß, die kumulierten Fehler und damit die falsch prognostizierte Einspeise-Energie ist jedoch durch den langen Zeitraum nicht zu vernachlässigen.
2. Eine Windgeschwindigkeitsänderung kommt früher oder später als vorhergesagt. Die Abweichung hält meist nur wenige Stunden an, ihre Höhe kann aber erheblich sein, wenn große Änderungen der Windgeschwindigkeit vorliegen.
3. Aufgrund eines Sturms schalten die WEA aus Sicherheitsgründen ab, die Prognose sagt jedoch wegen des starken Windes einen hohen Wert voraus. Dieser Fall kommt sehr selten vor und betrifft auch meist nur wenige Windparks gleichzeitig. Der Fehler für diese Windparks ist jedoch erheblich.

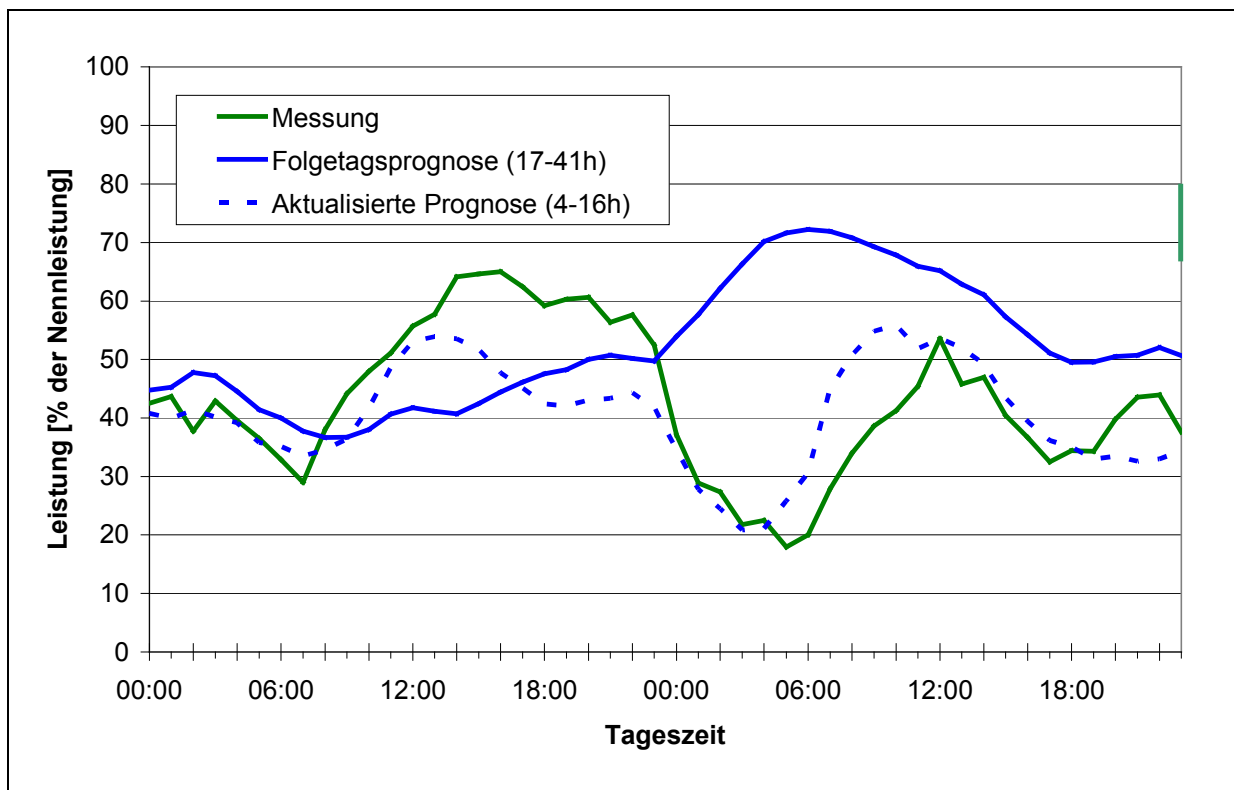
Wesentlich seltener und mit relativ kleinen Abweichungen kommt es vor, dass ein vorübergehender Anstieg oder Abfall der Windgeschwindigkeit falsch vorhergesagt wird.



**Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für das Gebiet eines deutschen ÜNB (Quelle: ISET)**

Abbildung 12 zeigt die Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für das Gebiet eines deutschen ÜNB. Dargestellt sind die Abweichungen der Summenleistung der Prognose von der gemessenen Leistung des Online-Modells für die Folgetagsprognose und die Kurzzeitprognose. Gestrichelt dargestellt ist eine Prognose nur auf Basis der Wetterprognose (ähnlich der Folgetagsprognose), jedoch mit einem kürzeren Prognosehorizont von nur vier bis 16 Stunden. Hierfür wurde jeweils die neueste DWD-Prognose verwendet, sobald sie vorlag, jedoch mit einer minimalen Vorhersagezeit von 4 Stunden. Die Grafik zeigt, dass bei der Folgetagsprognose 90 % aller Fehler im Bereich kleiner  $\pm 15$  % der Nennleistung liegen. Bei der aktualisierten Prognose sind es 96 % und bei der Kurzzeitprognose über 99,8 %.

Der größte Fehler der Folgetagsprognose, der bisher auftrat (über 50 %), ist in Abbildung 13 dargestellt. Er wurde durch eine Fehlprognose des numerischen Wettermodells verursacht. Betrachtet man jedoch die aktualisierte Prognose (gestrichelte Linie), stellt man fest, dass im nächsten Lauf des Wettermodells der Fehler nicht mehr auftrat und Windleistung recht gut prognostiziert wurde. Aus dieser Beobachtung wird die Bedeutung einer untertägigen Möglichkeit der Einflussnahme (Intra-Day-Handel/Stundenreserve) zur Abfederung von Fehlern der Day-Ahead-Prognose deutlich.



**Abbildung 13: Größter bisher aufgetretener Fehler der Folgetagsprognose (Quelle: ISET)**

Die Erfahrung hat gezeigt, dass sich alle Prognosefehler, egal durch was sie verursacht werden, relativ langsam entwickeln. Plötzliche Prognosefehler sind bisher nicht aufgetreten. Selbst bei einer Sturmabschaltung, die bei jeder einzelnen WEA schlagartig erfolgt, dauert es in einem größeren Gebiet einige Stunden, bis sich der Fehler ausgebildet hat. Hieraus lässt sich erkennen, dass für den Ausgleich von Prognosefehlern in hohem Maße auf Stundenreserve zurückgegriffen werden kann und die Erforderlichkeit kurzfristiger verfügbarer Regel- und Reserveleistung mit diesem Prognoseinstrument stark verringert werden kann.

### Zukünftige Entwicklungen im Bereich der Windleistungsprognose

Der größte Teil der Prognosefehler wird durch das verwendete numerische Wettermodell verursacht. Bis vor wenigen Jahren war eine wesentliche Aufgabe der Wetterdienste, rechtzeitig vor Unwettern zu warnen, wobei es weniger auf die genaue Windgeschwindigkeit oder den genauen Zeitpunkt ankam. Erst in den letzten Jahren ist Bedarf an genauen Windprognosen mit einer hohen zeitlichen und auch räumlichen Auflösung entstanden. Der DWD hat kürzlich eine größere wissenschaftliche initiative gestartet, um das bestehende Lokal Modell in Genauigkeit und Auflösung zu verbessern. Hinzu kommt, dass sich die Leistung der eingesetzten Großrechner auch in Zukunft weiter verbessern wird, so dass mit einer höheren Genauigkeit der allgemeinen Wetterprognose, speziell der Windprognose, in den nächsten Jahren zu rechnen ist.

Es wird auch daran gearbeitet, die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Prognose mit anzugeben. Einige Wetterlagen lassen sich erfahrungsgemäß besser vorhersagen als andere. Durch die

Information, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Prognose eintritt, kann ein Netzbetreiber entscheiden, ob er mehr oder weniger Regel- bzw. Reserveleistung für etwaige Prognosefehler einplanen muss. Für den Fall eines drohenden Prognosefehlers durch eine Sturmabschaltung ist dies jetzt schon dadurch möglich, dass bei hohen prognostizierten Windgeschwindigkeiten vom Prognosemodell eine entsprechende Warnung ausgegeben wird.

Für die Zukunft sind weitere Verbesserungen der Genauigkeit der Prognose und der Onlineberechnung zu erwarten.

## 5 Produkte des Veredelungsprozesses

Der Bilanzkreisverantwortliche für den EEG-Bilanzkreis, im Folgenden BKV-EEG genannt, muss die nur eingeschränkt prognostizierbare EEG-Einspeisung in mehreren Stufen in das an die Händler zu wälzende Profil umwandeln. Hierzu bedient er sich grundsätzlich ähnlicher Instrumente wie ein normaler Händler: Er führt ein Portfoliomanagement durch, das im Interesse der betroffenen Netzkunden bzw. Stromverbraucher, auf die letztendlich diese Aufwendungen umgelegt werden, minimale Kosten zum Ziel haben sollte.

Die Veredelung der eingespeisten Energie erfolgt unter Verwendung bestimmter Produkte des Energiemarktes. Teilweise sind dies Handelsprodukte (z. B. Spotmengen der EEX), teilweise Produkte der Bilanzierung (z. B. Ausgleichsenergie) und teilweise nur mittelbar betroffene Energieangebote (Regelenergie). Darüber hinaus werden Produkte verwendet, für die derzeit nur ein eingeschränkter Markt vorhanden ist.

Das grundsätzliche Bestreben des BKV des Bilanzkreises EEG muss sein, aus der prognostizierten Einspeisung in seinen Bilanzkreis zuzüglich aller getätigter An- und Verkäufe das an den Händler weitergewälzte Profil zu formen. Die unvermeidliche Ungenauigkeit, die dieses Verfahren mit sich bringt, wird sich als Bilanzabweichung niederschlagen und der Ausgleichsenergie zufallen.

### **Bilaterale Handelsgeschäfte außerhalb der Börse**

Zur langfristigen Planung eines jeden Händlers/BKV gehören die außerbörslichen Geschäfte, in deren Rahmen er Jahres-, Quartals-, Monats- oder Wochenprodukte oder Fahrpläne beschaffen kann. Bei bilateralen Kontrakten im außerbörslichen Bereich spricht man von „Over-the-Counter-Geschäften“ (**OTC**). Im Gegensatz zur Strombörse können diese nicht nur im Stundenraster, sondern bei Bedarf auch im Viertelstundenraster abgeschlossen werden – so sich ein Konterpart hierfür findet. Bis hin zur kurzfristigen Beschaffung bietet der OTC-Markt Beschaffungsmöglichkeiten, auf Grund der notwendigen Fahrplananmeldung sind auch hier zeitliche Restriktionen gegeben. Generell muss bis 14:30 h der Fahrplan für den Folgetag abgegeben sein, somit müssen die Geschäfte mit entsprechendem Vorlauf fixiert sein. Die Möglichkeiten zur Handelstätigkeit am laufenden Tage und durch nachträgliche Änderung der Fahrpläne bestehen und sind im Folgenden erläutert. Darüber hinaus bietet der OTC-Markt eine Vielzahl weiterer Mittel- und Langfristprodukte sowie zum Teil untertägigen Handel (s. u.).

### **Strombörse EEX und allgemeines Portfoliomanagement**

Für den Folgetag steht dem BKV die Day-ahead-Prognose zur Verfügung, die in ihrer Qualität besser als die auf statistischen Betrachtungen beruhende Langfristprognose ist. Aus den

bisher getätigten Geschäften, der aktuellen Prognose und dem Wälzungsprofil als Ziel können somit neue Anforderungen, also Zu- oder Verkäufe, resultieren.

Die Strombörse EEX bietet ein taugliches Werkzeug zur Glättung der Einspeisung auf Stundenmittelwerte: Den Spotmarkt. Bis 12:00 h des Vortags kann der viertelstundenscharf prognostizierte Bedarf bzw. Überschuss des Bilanzkreises EEG als unlimitiertes Gebot bzw. als Order in den Markt gebracht werden.

Dabei trägt der EEG-Bilanzkreisverantwortliche, also in diesem Fall der ÜNB, das Preisrisiko, da die Börsenpreise starken Fluktuationen unterworfen sind. Im heutigen Netzzugangssystem wird allerdings die Glättung oder Veredelung als Teil der Systemdienstleistungen behandelt. Somit können hieraus resultierende Kosten auf die Netznutzungsentgelte der Höchstspannungsebene umgelegt werden. Der Netznutzer trägt somit in letzter Konsequenz dieses Risiko der Börsenpreisschwankung.

Eine besondere Problematik dieses Produktes besteht darin, dass die Börsengeschäfte im Stundenraster getätigt werden, die Bilanzierung des Bilanzkreises aber im Viertelstundenraster erfolgt. Eine vollständig passende Glättung ist somit nicht möglich, was zur Konsequenz hat, dass die verbleibenden Differenzen über Ausgleichsenergie bereitgestellt werden.

### **Intra-Day-Handel**

Nachdem die Geschäfte für den Folgetag getätigt sind, erhöht sich die Prognosegüte für den laufenden Tag weiter. Die Prognose, die morgens erstellt wird, wird von größerer Qualität sein, als die Vorliegende des Vortages. Um auf diese neuerlichen Änderungen zu reagieren, besteht in Teilbereichen die Möglichkeit, Fahrpläne zu drei Zeitpunkten des laufenden Tages zu ändern. Hiervon wird auf Grund der eingeschränkten Möglichkeiten in der Praxis nur wenig Gebrauch gemacht. Auch in diesem Bereich wäre eine Belebung des Marktes und auch eine Aufweitung auf mehr als nur die bisherigen drei Handelszeitpunkte wünschenswert, um die Vielfalt der Werkzeuge zur Veredelung der Einspeisegangleinie zu erweitern.

### **Stundenreserve**

Weitere Steigerungen der Prognosegüte sind zu erzielen, wenn man die Einspeisung der kommenden zwei bis vier Stunden vorhersagt. Die Stundenreserve bildet ein ideales Instrument, den kurzfristig aus diesen Prognosen ersichtlichen Überschuss oder Bedarf des Bilanzkreises EEG im Zuge der Glättung zum Tagesband (oder jedem anderen Profil) bereitzustellen, **bevor** die Systematik der Ausgleichs- und Regelenergie greift.

Für das Produkt „Stundenreserve“ existiert derzeit kein transparenter und liquider Markt. Ursache hierfür ist die eingeschränkte bzw. fehlende Möglichkeit untertägiger Fahrplanänderungen innerhalb einer Regelzone bzw. zwischen Regelzonen. Aufgrund der eingeschränkten Handelsmöglichkeiten existiert derzeit auch keine Handelsplattform. Bedarf für Stundenreserve besteht am Markt vor allem für den Ausgleich von Kraftwerksausfällen, dem Auffangen von Fehlern der Lastprognose und dem hier zu betrachtenden Ausgleich von EEG-Mengen.

Die Stundenreserve ist zurzeit auch nicht Bestandteil des Regelenergiemarktes. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in der derzeitigen Ausgestaltung der Regelenergie-Abläufe nicht verpflichtet, den Einsatz von Minutenreserve soweit möglich durch die kostenmäßig tendenziell günstigere Stundenreserve zu ersetzen. Folgerichtig wird ein solches Produkt derzeit auch nicht im Rahmen des Regelenergiemarktes ausgeschrieben und angeboten.

Als Folge dieser unbefriedigenden Netzzugangsvoraussetzungen und damit auch Marktzutrittsbedingungen wird Stundenreserve derzeit überwiegend über bilaterale Kontrakte innerhalb einer Regelzone zu für Außenstehende nicht transparenten Bedingungen gehandelt. Innerhalb einer Regelzone ist darüber hinaus die Konzernschwester des jeweiligen ÜNB der dominierende Anbieter von Kraftwerksleistung, was die Intransparenz verstärkt.

### **Zeitpunkt der Einspeisung**

Als letzte und qualitativ beste Zeitreihe wurde im Vorhergehenden die der Onlineberechnung der Windeinspeisung identifiziert. Diese lässt dem BKV allerdings keine Möglichkeit mehr, seine Beschaffung zu optimieren. Sie dient als Berechnungsgrundlage für den Energieaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.

### **Ausgleichsenergie**

Nach Vorliegen der Istwerte lässt sich die Bilanzabweichung des Bilanzkreises EEG berechnen. Sie ist mit Ausgleichsenergie gedeckt worden – ein Vorgang, den der BKV EEG zu diesem Zeitpunkt nicht mehr steuert, sondern der in den Verantwortungsbereich des ÜNB fällt.

Die Ausgleichsenergie stellt kein eigentliches Handelsprodukt dar, da ihre Quantität nicht im Ermessen des Händlers liegt. Vielmehr bildet sie – ihrer Bezeichnung entsprechend – den Ausgleich zwischen geplanten und tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen des Bilanzkreises. Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang zwei Aspekte: Zum einen ist die Rückwirkung eines im Saldo hohen Ausgleichsenergiebedarfs auf die Regelenergie zu betrachten: Wenn in einem Abrechnungsintervall viele Bilanzkreise z. B. eine Unterdeckung aufweisen, der Saldo aller Bilanzkreise der Regelzone also stark positiv wird, wirkt dies auf die Anforderung von Regelenergie zurück. Regelkraftwerke müssen ihre Leistung steigern oder Lasten<sup>24</sup> müssen abgeschaltet werden. Zum anderen ist festzuhalten, dass die Regelenergie nicht die gesamten Ungleichgewichte des Bilanzkreises EEG und der anderen Bilanzkreise, sondern nur den (geringeren) Saldo dieser Abweichungen zur Verfügung stellen muss. Eine starke Unterdeckung des Bilanzkreises A wird also zu Teilen durch eine Überdeckung des Bilanzkreises B ausgeglichen (Durchmischungseffekt) – dieses Schema trifft auch für den Bilanzkreis EEG zu.

Die Onlineaufschaltung der EEG-Einspeisungen verteilt diese auf das gesamte Bundesgebiet. Die beschriebene Durchmischung erfolgt somit mit allen Bilanzkreisen Deutschlands

---

<sup>24</sup> Nur solche Lasten, bei denen vertraglich eine Abschaltbarkeit vereinbart wurde



und nicht nur mit denen einer Regelzone. Hieraus erwächst eine Einsparung von Ausgleichsenergie und mittelbar auch von bereitzuhaltender Regelenergie.

### **Regelenergie**

Das Verfahren der Frequenz-Leistungs-Regelung wurde einleitend in Kap. 2 beschrieben. Tatsächlich stellt die Regelenergie in drei der vier Regelzonen kein Produkt zur direkten Glättung der EEG-Einspeisungen dar. (In der Regelzone VET wird Regelenergie in Qualität der Minutenreserve ausgeschrieben, um die Schwankungen des Bilanzkreises EEG auszugleichen, was nicht dem eigentlichen Funktionsprinzip des Bilanzausgleiches entspricht.)

Mittelbar ist die Regelenergie aber sehr wohl von den Schwankungen des Bilanzkreises EEG betroffen, da sie den Gesamtbedarf der Ausgleichsenergie aller Bilanzkreise der Regelzone zu decken hat. Die deutschlandweite Verteilung der EEG-Mengen durch Onlineaufschaltung hat in diesem Zusammenhang den positiven Effekt, dass die Störgröße „Windeinspeisung“ auf ein größeres System, nämlich das gesamte deutsche Stromnetz, gegeben wird. Durch diesen Skaleneffekt bedarf es einer geringeren Vorhaltung von Regelleistung als im bisherigen System, ein Effekt, der die Systemeffizienz steigert.

Das derzeitige Verfahren der ÜNB, Regelenergie (RE) am Markt zu beschaffen und aus den Geboten und Mengen die Preise der Ausgleichsenergie zu ermitteln, ist nicht transparent. Die Ausschreibungsergebnisse der RE werden z. T. als gemittelte Werte offengelegt. Eine Überprüfung kann daher nur mit erheblichem rechnerischen Aufwand anhand von Annahmen erfolgen. Somit sind die aus der Regelenergie erwachsenden Kosten und die Preise der Ausgleichsenergie derzeit nicht mit hinreichender Genauigkeit nachvollziehbar.

### **Fazit**

Der Markt verfügt über diverse Produkte zur Veredelung der EEG-Einspeisungen zu einem beliebigen Profil, derzeit zum Band. Um ein kurzfristiges Eingreifen des BKV zu ermöglichen und damit die Effizienz der Glättung deutlich zu steigern, ist die Belegung bzw. Einrichtung kurzfristiger Märkte (Intra-Day-Handel/Stundenreserve) zwingend erforderlich. Dies setzt allerdings auch eine Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen in Richtung untertägiger Fahrplanänderungen innerhalb der und zwischen den Regelzonen voraus.

Eine Vermischung der Aufgaben der Veredelung mit den Kernaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber, etwa durch direkte Verwendung der Regelenergie zum Ausgleich des Bilanzkreises EEG, ist nicht zielführend, da es die Transparenz verringert und eine Kontrolle der Effizienz erschwert.

## 6 Resultierende Möglichkeiten der Marktteilnehmer

In Kapitel 3 sind die derzeit bestehenden Abläufe beschrieben worden. Es ist offenbar, dass für die Anmeldung der Fahrpläne sowie für die Veredelung durch Handelsgeschäfte innerhalb oder außerhalb der Börse mindestens die Day-ahead-Prognose eine notwendige Grundlage ist.

Möchte man die feineren Instrumente der Veredelung, wie die Intra-Day-Geschäfte oder eine Stundenreserve zum Ansatz bringen, sind außerdem die Kurzzeitprognose und die Onlineberechnung (die ja Basis der Kurzzeitprognose ist) vonnöten.

Die derzeit geplante Horizontalwälzung auf Basis der Onlineberechnung stellt für den weiteren Prozess der Wälzung eine deutliche Verbesserung dar, da die Veredelung vom zuerst betroffenen ÜNB nicht mehr allein getragen werden muss. Im Weiteren kann dann die online gewälzte Einspeisung vom Empfänger-ÜNB wie eine EEG-Einspeisung in die eigene Regelzone behandelt und dem dafür vorgesehenen Glättungsverfahren zugeführt werden.

Die beschriebenen Daten und Verfahren stehen derzeit nur dem ÜNB zur Verfügung. Möchte man perspektivisch die Möglichkeit eröffnen, dass andere Marktteilnehmer eine Teilverantwortung im Mechanismus der EEG-Wälzung übernehmen (etwa Händler oder Dienstleister), ist zunächst die informationstechnische Basis hierfür zu schaffen.

Konkret: Den Marktteilnehmern müssten dann die aggregierten Summendaten<sup>25</sup> sowie die Onlineberechnung der EEG-Einspeisung zur Verfügung stehen, um ihre eigenen Prognosen darauf aufsetzen zu können. Alternativ könnte auch die Prognoseerstellung zentral erfolgen, was jedoch mit dem Problem der Verantwortung für eventuelle Fehlprognosen behaftet ist<sup>26</sup>.

Als Hauptaufgabe des Wälzungsprozesses hat sich die Veredelung zu einem bestimmten Zeitverlauf (derzeit Band) herauskristallisiert. Die möglichen Zuordnungen dieser Aufgabe zu den Akteuren des Prozesses beleuchtet der folgende Abschnitt. Prinzipiell wäre die Herauslösung der Aufgabe der Veredelung aus dem Monopolbereich wünschenswert, da die wettbewerbliche Erfüllung dieser Aufgabe effizienzsteigernde Wirkung haben könnte. Allerdings müssen den Akteuren die notwendigen Informationen und Instrumente zur Verfügung stehen, um die Erfüllung der Aufgaben sicherzustellen.

---

<sup>25</sup> Diese Messwerte werden von den Verteilnetzbetreibern über die bei den Anlagen installierten Zähler erfasst. Sie geben die tatsächliche Einspeisung wider. Sie stehen in aller Regel nicht online zu Verfügung, sondern werden erst im Nachhinein ausgelesen und dann an die ÜNB übermittelt. Hierdurch entsteht i. d. R. eine Zeitverzögerung von einem Tag bis einigen Wochen.

<sup>26</sup> Eine Prognose von mangelnder Güte birgt das wirtschaftliche Risiko, große Teile der Beschaffung bzw. Veredelung über Ausgleichsenergie tätigen zu müssen, deren Preis im Vorhinein nicht bekannt ist. Die Problematik besteht in der Zuordnung dieses Risikos: Ein Händler hat kein Interesse, es zu tragen, der Prognoseanbieter eben so wenig.

## 6.1 Zuordnung der Aufgabe „Veredelung“

Die Aufgabe der Veredelung der eingespeisten EEG-Mengen ist nicht zwingend vom ÜNB zu erbringen. Im Folgenden sollen die Vor- und Nachteile einer Zuordnung dieser Aufgabe zu einem anderen Marktteilnehmer beleuchtet werden.

### Einspeiser (Status quo)

Das EEG als Auslöser des in Rede stehenden Wälzungsmechanismus hat zum Ziel, den Beitrag der erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Dies beinhaltet unmittelbar, dass für potentielle Investoren eine klare Kalkulationsgrundlage für ihre Investitionsentscheidung gegeben werden soll. Werden den Investoren hohe und schwer kalkulierbare Risiken aufgebürdet, kann dies die Investitionsbereitschaft erheblich beeinträchtigen. Unter diesem Aspekt müsste auch eine mögliche Zuordnung der Veredelungsaufgabe zum Anlagenbetreiber bewertet werden, damit sie zielführend ist.

Wie zuvor beschrieben, bedarf es einiger informationstechnischer Hilfsmittel sowie einer ausgebildeten Handelstätigkeit, um die Veredelung durchzuführen. Die Wirtschaftlichkeit und Investitionssicherheit dieser Unternehmungen würden verschlechtert. Da es sich auf Seiten der Einspeiser zudem überwiegend um kleinere Unternehmer handelt, wäre diese Zuordnung sicherlich als unzumutbare Härte für einen durchschnittlichen „Windmüller“ anzusehen und daher im Sinne des Gesetzes kontraproduktiv.

### Einspeiser (perspektivisch)

Es ist grundsätzlich denkbar, dass im Hinblick auf eine mögliche Poolung von Windenergie-Einspeisern bzw. angesichts großer Offshore-Windparks in der Zukunft Teile der beschriebenen Aufgaben und Pflichten zu solchen Großerzeugern verlagert werden könnten, wenn hierdurch die Position der Kleineinspeiser nicht in unzumutbarer Weise verschlechtert wird.

Die durch Windenergieanlagen eingespeisten Strommengen unterliegen einem starken Wachstum. Größere Anlagen und Windparks, insbesondere große Offshore-Parks, führen zu einer deutlichen Zunahme des Windenergieanteils des deutschen Strommix. Auch die Beeinflussung des Stromhandels durch die Windeinspeisungen wird weiter zunehmen.

Eine mögliche Konsequenz hieraus besteht in der Zuordnung größerer Verantwortung zum Einspeiser, z. B. für die Einhaltung eines Lieferfahrplans. Eine Neuregelung der Förderung in Form eines Anreizsystems, das systemkonformes Verhalten belohnt, ließe sich durch eine Umgestaltung der Einspeisevergütung umsetzen. Von einem solchen System könnten durchaus auch die betroffenen Windparkbetreiber profitieren. Die genauere Ausgestaltung würde den Rahmen dieser Studie bei Weitem sprengen und ist daher späteren, vertiefenden Untersuchungen vorbehalten.

Allerdings sollte hierbei dringend auf die Einhaltung bestimmter Rahmenbedingungen geachtet werden, um das Ziel des EEG nicht zu gefährden. So muss ebenfalls in einem neuen System die Chance, ihre Strommengen zu auskömmlichen Konditionen zu vermarkten, auch

und besonders für kleine Anlagenbetreiber (die zur Erfüllung umfangreicher Aufgaben eventuell nicht in der Lage sind) erhalten bleiben, um deren Investitionen zu sichern.

### **Händler (BKV)**

Der endkundenversorgende Händler muss die EEG-Mengen in sein Portfolio einplanen. Er ist an einer Fixierung über einen möglichst langen Zeitraum interessiert, um Planungssicherheit zu erlangen. Ihm die Veredelung aufzutragen wäre in letzter Konsequenz gleichbedeutend mit der Wälzung der Istwerte (bzw. Onlineberechnungen) bis zum Händler.

Größere Stromhändler verfügen über Prognosewerkzeuge, um Ihre Vertriebslast vorherzusagen oder bedienen sich eines Dienstleisters. Unter der Voraussetzung der Datenbereitstellung seitens der ÜNB (Istwerte) könnten sie prinzipiell auch eine Prognose der zu erwartenden EEG-Einspeisungen erstellen.

Der Hauptunterschied zum jetzigen Verfahren bestünde somit in einer Risikoverlagerung vom Netznutzer (denn dieser trägt letztlich die Kosten der Veredelung durch die Übertragungsnetzbetreiber) zum Händler und damit Stromkunden. Die Veredelung würde somit zum Gegenstand des Wettbewerbes zwischen den Händlern. Eine Kontrolle des Veredelungsprozesses würde obsolet.

Allerdings verfügt der Händler als unterlagerte Ebene nicht über bessere Informationen als der ÜNB, auf die er seine dezentrale Prognose fußen lassen könnte. Aus dieser Dezentralisierung ist also kein Zugewinn an Qualität zu erwarten. Außerdem sind bei einem Teil der Händler die notwendigen Werkzeuge nur unzureichend oder nicht vorhanden, so dass in diesen Fällen eine schlechtere Prognose entstünde. Da die Windeinspeisung eine Größenordnung erreicht hat, die im Gesamtsystem des deutschen Stromnetzes durchaus als relevant zu bezeichnen ist, birgt eine schlechte Prognose im Extremfall ein Risiko für die Systemstabilität und sollte unter den derzeitigen Randbedingungen unbedingt vermieden werden.

Summa summarum trifft diese Variante besonders die kleinen Händler und schwächt so den Markt durch drohenden Wegfall weiterer Teilnehmer. Auch das Risiko einer Verschlechterung der Prognosequalität und der Rückwirkung auf die Systemstabilität sprechen gegen eine Verlagerung der Veredelungsaufgabe zum Händler zum jetzigen Zeitpunkt. Diese Variante ist deshalb im Vergleich zu einer zentralen Lösung als weniger effizient einzuschätzen.

### **Dienstleister**

Die Problematik der Aufgabenübertragung an einen Dienstleister ist derzeit der der Übertragung an die Händler sehr ähnlich. Die Kernpunkte der Problemstellung (Fähigkeiten der Marktteilnehmer, mangelnde Instrumente, mangelnde Datengrundlage) sind gleich. Einem Dienstleister böte die Aufgabe der Veredelung derzeit ein hohes Risiko und nur einen geringen Anreiz. Allerdings ist der Dienstleister in zukünftigen Szenarien, wenn die genannten Hindernisse beseitigt worden sind, sowohl in Tätigkeit für einen Händler als auch in Tätigkeit für einen Einspeiser vorstellbar.

## **Übertragungsnetzbetreiber**

Somit erscheint unter den derzeitigen Voraussetzungen der Verbleib der Aufgabe beim Übertragungsnetzbetreiber die effizienteste Variante. Allerdings müssen, da es sich um eine Aufgabe im Monopol handelt, gewisse Anforderungen erfüllt werden. So ist die Veredelung transparent und nachvollziehbar durchzuführen, um die energiewirtschaftliche Effizienz zu gewährleisten. Von neutraler Stelle ist eine Kontrolle/ein Monitoring einzurichten (Regulator) und die Offenlegung der relevanten Daten zu betreiben. Auf die Art der Umsetzung, die den Kriterien der Transparenz und Effizienz genügt, geht das folgende Kapitel ein.

## 7 Handlungsempfehlung

Auf Basis der vorhergehenden Betrachtungen wird im Folgenden ein Vorschlag zur Umgestaltung des Wälzungsprozesses beschrieben. Es bestehen zu vielen der einzelnen Schritte Alternativen, aus denen jeweils die aus unserer Sicht vorzugswürdige Variante ausgewählt wurde.

In einigen Details bedarf es noch präziser Festlegungen: So ist etwa für die Ausgestaltung der Form eines Wälzungsprofils vom ÜNB zum Händler möglichst nah an der tatsächlichen Einspeiseganglinie zunächst eine ausführliche Datenanalyse durchzuführen. Die detaillierte Festlegung einzelner Parameter ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

### 7.1 Schritte der Wälzung

#### Aufwärtswälzung

Vom aufnahmeverpflichteten VNB werden die EEG-Mengen als viertelstündige Messwertreihe dem überlagerten ÜNB zugewälzt. Der VNB sollte, um eine zügige und sachgerechte Abwicklung der weiteren Schritte zu gewährleisten, zur Weitergabe der Messwerte innerhalb einer noch festzulegenden Frist verpflichtet werden, soweit eine solche Verpflichtung nicht bereits besteht. Sollten die Istwerte nicht als Zeitreihe vorliegen (keine registrierende Leistungsmessung) ist ein sachgerechtes Profil nach Maßgabe des VNB zu verwenden. Die Einspeisung erfolgt in den Bilanzkreis EEG des ÜNB. Dieser Schritt wird bereits in akzeptabler Form praktiziert.

#### Horizontalwälzung

Die bereits in Vorbereitung befindliche Onlinewälzung zwischen den ÜNB sollte möglichst kurzfristig umgesetzt werden. Hierzu sollen auf Basis der Online-Berechnung die jeweiligen Einspeisemengen auf die Regelzonen verteilt werden. Dies würde dazu führen, dass der Ort der Einspeisung für das weitere Wälzungs- und Veredelungsverfahren irrelevant wird. Die online gewälzten Mengen sollten alle von der EEG-Wälzung betroffenen Einspeisungen, also nicht nur Windeinspeisungen, umfassen.

Da der geplante Online-Ausgleich auf Basis einer Hochrechnung erfolgt, wird er fehlerbehaftet sein. Die Differenz zwischen Onlinewälzung und zugehöriger Ist-Einspeisung ist aber sehr gering ( $< 1\%$  der Jahresmenge des EEG-Gesamtvolumens, vgl. Kap. 4). Diese Abweichung würde als Bilanzabweichung des Bilanzkreises EEG der jeweiligen Regelzone behandelt. Die Regelzonen sähen sich im Übrigen nach erfolgter Onlinewälzung in identischer Situation, die eigenen und fremden Einspeisemengen veredeln und weitergeben zu müssen.

## Veredelung

In jeder Regelzone sollte die sog. Veredelung zu einem vorgegebenen Profil erfolgen, das der Abwärtswälzung zum Händler zugeführt wird. Diese Veredelung liegt in der Hoheit des BKV des Bilanzkreises EEG, derzeit also des ÜNB. Prinzipiell hat sie analog zu den in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Planungshorizonten des Händlers unter Verwendung der unterschiedlichen Produkte und Prognosen zu erfolgen. Im konkreten Zusammenhang sind besonders die kurzfristigen Geschäfte von Interesse:

- Durch **Day-ahead-Geschäfte** am Spotmarkt der Strombörse oder im bilateralen Handel kann der BKV auf die Folgetagsprognose reagieren.
- Durch eine Belebung des **Intra-Day-marktes** erwächst die Möglichkeit, im laufenden Tag am Markt die Beschaffung an die Prognose der nächsten Stunden anzupassen. Die Ausweitung der Möglichkeiten zur Fahrplananpassung von drei Zeitpunkten pro Tag hin zu einem z. B. stündlichen Markt ist wünschenswert.
- Ein neuer Markt für **Stundenreserve**, dessen konkrete Ausgestaltung noch aussteht, sollte dem BKV weitere kurzfristige Nachbesserungen ermöglichen. In diesem Zusammenhang ist es notwendig, die Regeln der „nachträglichen Fahrplanänderung“ zu überarbeiten, auch die Ausweitung der Möglichkeiten des Intra-Day-Marktes kämen dem Markt der Stundenreserve zu Gute.
- Die Differenz zwischen der letzten getätigten Beschaffung, der tatsächlichen Einspeisung in den Bilanzkreis und dem abzugebenden Wälzungsprofil verbleibt weiterhin als Bilanzabweichung beim BKV EEG und wird durch **Ausgleichsenergie** glattgestellt.

Durch die im Ansatz gleiche Belastung der vier deutschen EEG-Bilanzkreisverantwortlichen könnten die entstehenden Kosten – entsprechende Transparenz vorausgesetzt – verglichen werden. Auf diese Weise würde es erleichtert, ineffiziente Verhaltensweisen durch Benchmark zu identifizieren. Bedingt durch die geringe Anzahl der zu vergleichenden EEG-Bilanzkreisverantwortlichen ist eine Kontrolle von neutraler Seite sinnvoll. Der beschriebene Veredelungsprozess wäre insgesamt effizienter als der heutige, da in den verwendeten Teilschritten und -produkten Effizienzsteigerungen festzustellen sind.

## Abwärtswälzung

Die Wälzung der Strommengen zum endkundenversorgenden Händler sollte auch weiterhin als Profil erfolgen. Dieses sollte sich, um den realen Gegebenheiten möglichst nahe zu kommen und den Veredelungsumfang der BKV EEG zu verringern, an den realen mittleren Einspeiseverhältnissen orientieren. Eine Konkretisierung dieses Profils ist erforderlich.

- Die gewälzten Mengen sollten wie bisher quartalsweise, ggf. auch monatsweise festgelegt (EEG-Quote) und nicht rückwirkend korrigiert werden.
- Die Form des Profils soll vom Band in ein von Monat zu Monat unterschiedliches Profil, das langfristig im Vorhinein feststeht (z. B. drei Monate Vorankündigungsfrist), geändert

werden. Alternativ könnte das Profil auch nur von Quartal zu Quartal variieren, wenn dies die Variabilität der Einspeisungen ausreichend widerspiegelt. Auch hierzu sind weitere, konkretisierende Untersuchungen erforderlich.

- Festlegungen zu Profil, Änderung des Profils etc. sind für alle Regelzonen einheitlich und verbindlich zu treffen, um die Vergleichbarkeit zu wahren. Sollten tatsächlich reale Differenzen in der Einspeise-Charakteristik der einzelnen Regelzonen vorliegen, sind diese durch die Onlinewälzung beseitigt.

Eine Änderung des Wälzungsprofils in noch kürzeren Abständen (tägliche Änderung oder Onlinewälzung an die Händler) würde eine zusätzliche Belastung bedeuten, wie in Kap. 6 ausgeführt wird. Daher sollte man die Vorankündigungsfrist aus Effizienzgründen unter den derzeitigen Voraussetzungen nicht weiter verkürzen.

## 7.2 Transparenz

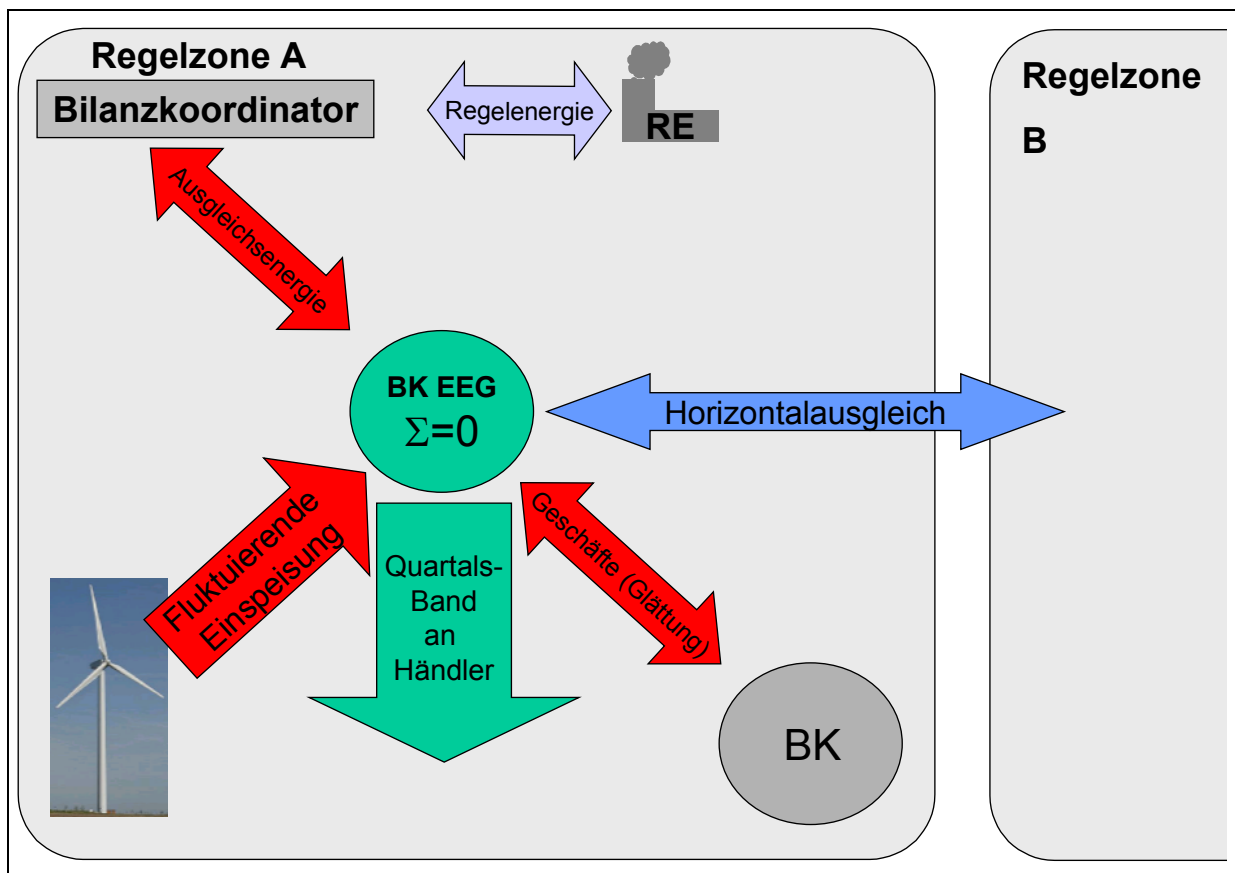
Die Tätigkeit der Veredelung verursacht derzeit nach Angaben der ÜNB Kosten. Diese werden als Teil der Systemdienstleistungen sozialisiert. Da die Allgemeinheit also von den Kosten betroffen ist, hat die Öffentlichkeit auch ein berechtigtes Interesse an Transparenz und Kontrolle. Die Notwendigkeit zur Kontrolle erwächst auch aus der Monopolstellung der Übertragungsnetzbetreiber.

Einer Veröffentlichung aller relevanten Daten steht allenfalls die Vertraulichkeit einzelner Geschäfte entgegen. Um dennoch eine ausreichende Kontrolle sicherzustellen, ist zumindest die Offenlegung der Daten gegenüber einer Kontrollinstanz, z. B. dem Regulator erforderlich. Soweit Vertraulichkeitserfordernisse nicht gegeben sind, ist eine Veröffentlichung anzustreben.

### Datenoffenlegung

Für eine Überprüfung der Veredelungskosten sind unterschiedliche Informationen unabdingbar. Grundsätzlich lautet die Anforderung, dass alle die Bilanzierung des Bilanzkreises EEG betreffenden Mengen und Preise bekannt sein müssen, um die Kosten zu berechnen. Zur Veranschaulichung dieser Anforderung kann die bereits aus Kapitel 3.4 bekannte Abbildung herangezogen werden:





**Abbildung 14: Bilanzkreis EEG des ÜNB: Die Bilanz**

Wegen ihrer Bedeutung für die Ausgleichsenergiepreise ist die Transparenz des **Regelenergiemarktes** notwendig. Hierzu sollten die Regelenergie-Gebote en detail und nicht nur mit gemittelten Preisen offengelegt werden. Nur so kann die Preisbildung der Ausgleichsenergie überprüft werden. Eine Zusammenlegung der Regelenergie-Märkte wäre der Effizienz höchst dienlich.

Hauptzufluss des Bilanzkreises-EEG ist die **Einspeisung der EEG-Anlagen**, die von den VNB gemessen und dem ÜNB zugewälzt, oder aber direkt vom ÜNB aufgenommen wird.

Die graphische Darstellung „**Geschäfte (Glättung)**“ lässt sich in unterschiedliche Teilgeschäfte untergliedern. Zunächst existieren langfristige Geschäfte an der Börse oder außerhalb (OTC). Des Weiteren ist der EEX Spotmarkt von Interesse. Zu diesen Geschäften müssen das gehandelte Volumen (als Zeitreihe) und der zugehörige Preis offengelegt werden. Die Preise des Spotmarktes der Strombörse EEX sind bereits öffentlich.

Für das neu zu etablierende Produkt „**Stundenreserve**“, das in der obigen Darstellung des Ist-Zustandes noch nicht eingezeichnet sein kann, müssen die Marktbedingungen noch geschaffen bzw. verbessert werden.

Das den Händlern zugewälzte **Profil** einerseits und der mit anderen ÜNB ausgetauschte **Online-Fahrplan** andererseits bilden zwei weitere Bestandteile der Bilanzierung.

Als Summe der Ein- und Ausspeisungen ergibt sich der **Saldo des Bilanzkreises EEG**, der zur rechnerischen Kontrolle ebenfalls offengelegt werden sollte. Er wird durch Ausgleichsenergie gedeckt.

Die Offenlegung der Zeitreihen und Preise aller genannten Produkte bildet die Basis einer Kontrolle der effizienten Leistungserbringung durch eine neutrale Stelle. Die periodische Erstellung eines Berichts über die eingespeisten Mengen, die entstandenen Kosten, die zwischen den ÜNB verschobenen Mengen etc. ist höchst sinnvoll.

### 7.3 Fazit

Die folgenden Stichpunkte dokumentieren die zentralen Kernpunkte und Änderungen der vorliegenden Handlungsempfehlung.

- Die EEG-Mengen sollten weiterhin bevorzugt vom Netzbetreiber aufgenommen werden, an dessen Netz die EEG-Anlage angeschlossen ist.
- Der Verteilnetzbetreiber sollte explizit verpflichtet werden, dem Übertragungsnetzbetreiber die Messwerte zeitnah zur Verfügung zu stellen.
- Der Übertragungsnetzbetreiber sollte zunächst weiterhin die Aufgaben des Bilanzkreisverantwortlichen des Bilanzkreises EEG erfüllen.
- Die Horizontalwälzung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sollte zukünftig „online“ erfolgen und alle EEG-Einspeisungen umfassen. Hiermit wäre der Ort der Einspeisung für den Veredelungsprozess irrelevant.
- Zur Optimierung der Veredelung sind neue liquide Produktmärkte (Stundenreserve) und die Belegung bestehender Märkte (Intraday-Handel) notwendig.
- Ziel der Veredelung sollte nicht länger das Band sein, sondern ein realitätsnahes, monatlich variierendes Profil. Dessen genaue Definition macht weitere Datenanalysen notwendig.
- Die gewälzten Mengen sollten wie bisher quartalsweise, allenfalls monatlich, angepasst (EEG-Quote) werden.
- Die indirekt betroffenen Regelenergiemärkte sollten transparenter und effizienter gestaltet werden, etwa durch eine Zusammenlegung der vier deutschen Regelenergiemärkte (gemeinsame Ausschreibung).
- Zur Kontrolle der Effizienz und Herstellung der Transparenz ist eine umfangreiche Datenoffenlegung bezüglich des Bilanzkreises EEG gegenüber einer neutralen Kontrollinstanz (Regulator) notwendig. Darüber hinaus ist eine Veröffentlichung dieser Daten anzustreben, soweit dem nicht Vertraulichkeitsgesichtspunkte entgegenstehen.

In Zukunft steht eine weitere Fortentwicklung des EEG-Wälzungsprozesses zu erwarten. Auch wenn die derzeitigen Bedingungen die Herauslösung der Veredelungsaufgabe aus dem Monopolbereich des Übertragungsnetzbetreibers nicht effizient und sinnvoll erscheinen lassen, werden doch zukünftig auch andere Marktteilnehmer für die Übernahme einer Teilverantwortung in Frage kommen.

- Die Entwicklung mancher Windenergieanlagen-Betreiber vom „Windmüller“ zum Groß-Einspeiser legt den Gedanken einer modifizierten Einspeiseförderung nahe, die markt- und systemgerechtes Verhalten honoriert und unbeschadet dessen auch für kleinere Anlagenbetreiber Anreize bietet.
- Ein besserer Zugang der Händler zu Daten und Werkzeugen der Prognose würde diese befähigen, für ihre eigenen Zwecke oder als Dienstleister für Einspeiser oder andere Händler zu agieren.

Der Gesetzgeber und die Marktteilnehmer stehen vor der Herausforderung, das Kernziel des EEG, der Erhöhung des Anteils regenerativer Stromerzeugung, auch unter sich stark ändernden Randbedingungen und unter Wahrung der hohen Ansprüche an die Systemstabilität und Versorgungssicherheit, zu erreichen. Ein erster Schritt der Weiterentwicklung in diese Richtung ist die Schaffung der Transparenz der Tätigkeit des derzeitigen Bilanzkreisverantwortlichen des EEG-Bilanzkreises. Die Kontrolle der Systemeffizienz durch eine neutrale Stelle kann das notwendige Vertrauen schaffen und die Chancen und Risiken kalkulierbar werden lassen, so dass für andere Marktteilnehmer ein Anreiz besteht, sich dieser anspruchsvollen und für die Systemstabilität wichtigen Aufgabe zu widmen.