



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich

Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems

Bericht des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007
(Kapitel 12.10; Kabinettsbeschluss vom 7.11.2007,
Bundestagsdrucksache 16/7119 vom 9.11.2007)

Stand 9. Mai 2008

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	5
2	Einleitung	8
3	Problemaufriss.....	9
3.1	Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich und Ziele der Bundesregierung	9
3.2	Relevante Regelungen der Europäischen Union.....	10
3.3	Optimierte Einbindung der Erneuerbaren Energien.....	10
3.4	Das gesamte Energiesystem im Blick behalten	12
4	Bislang von der Bundesregierung beschlossene Maßnahmen außerhalb des EEG ..	14
4.1	F&E-Maßnahmen zur Entwicklung innovativer Energiesysteme mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien	14
4.2	Regelungen zum Ausbau des Stromnetzes und Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes	15
4.3	Anreizregulierung	16
4.4	Transport von Biomethan im Erdgasnetz.....	16
4.5	Modernisierung der Messverfahren für den Stromverbrauch.....	16
4.6	Studie zur Integration eines EE-Anteils von 30 Prozent in die deutsche Stromversorgung - Dena-Netzstudie II	17
4.7	Emissionshandelsgesetz und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	17
5	Bislang von der Bundesregierung beschlossene Maßnahmen innerhalb des EEG ..	18
5.1	Einspeisemanagement	18
5.2	Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen.....	19
5.3	Biomethaneinspeisung	19
5.4	Selbstnutzung von Strom aus Solaranlagen	19
5.5	Direktvermarktung im Regierungsentwurf des EEG	20

6	Weitere Handlungsoptionen außerhalb des EEG.....	21
6.1	Netzinfrastruktur	21
6.2	Spezielle Einspeisenetze	23
6.3	Regel- und Ausgleichsenergiemarkt	23
6.4	Anreizregulierung	24
6.5	Befreiung des EE-Stroms von der Stromsteuer zur Verbesserung der Wettbewerbssituation.....	24
6.6	Elektromobilität auf Basis Erneuerbarer Energien	26
6.7	Förderung von F&E- und Demo-Vorhaben zur Entwicklung innovativer Energiesysteme mit hohem EE-Anteil	27
6.8	Ökostrom (EE-Strom außerhalb der EEG-Vergütung).....	28
6.9	Vollversorgung von Stadtteilen, Kommunen, Kreisen und Regionen sowie Firmen und Gebäuden mit Erneuerbaren Energien	29
7	Weitere Handlungsoptionen innerhalb des EEG.....	30
7.1	Ausgeweitetes Einspeisemagement	33
7.2	Technologiebonus zur EE-Integration	35
7.3	Erbringung von Systemdienstleistungen durch alle EE-Anlagen.....	38
7.4	Verbesserung der optionalen Direktvermarktung unter definierten Rahmenbedingungen.....	38
7.5	Allgemeine Ausgleichsregelung	39
8	Quellen / Literatur	40

1 Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat sich im November und Dezember 2007 das Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) im Strombereich bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent zu steigern. Anschließend soll der Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden, was einem Anteil von rund 50 Prozent in 25 Jahren entspricht. Der Entwurf der neuen EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien vom Januar 2008 sieht für Deutschland einen EE-Anteil von 18 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2020 vor (Strom, Wärme/Kälte, Treibstoffe). Um dieses Gesamtziel zu erreichen, hält es das BMU für erforderlich, das Ziel für den Strombereich auf einen EE-Anteil von mindestens 30 Prozent im Jahr 2020 anzuheben.

Vor diesem Hintergrund werden neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien selbst Maßnahmen zur Modernisierung des gesamten Energiesystems und zur besseren Integration der Erneuerbaren Energien immer bedeutsamer. Der vorliegende Bericht listet auf, welche Maßnahmen die Bundesregierung hierzu bereits beschlossen hat und welche weiteren Maßnahmen grundsätzlich als Optionen zusätzlich zur Verfügung stehen. Damit wird der Auftrag des Bundeskabinetts im EEG-Erfahrungsbericht vom 7.11.2007 (BT-Drucksache 16/7119 vom 9.11.2007, Kapitel 12.10) umgesetzt.¹

Dieser Bericht konzentriert sich im Folgenden auftragsgemäß auf die Erneuerbaren Energien und die Erfüllung des o. g. Kabinettsbeschlusses im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts. Er gibt dabei keine konkreten Handlungsempfehlungen, sondern stellt die Bandbreite von Handlungsoptionen dar als Diskussionsgrundlage für die Auswahl von zu ergreifenden Maßnahmen.

Die Modernisierung des Energiesystems sollte grundsätzlich an fünf Bereichen ansetzen:

- Integrierte EE-Strom-Erzeugung,
- Modernisierung und Flexibilisierung des konventionellen Stromsystems,
- Integrierter Verbrauch durch besseres Lastmanagement,
- Integrierte Speicherung von Energie und
- Netzoptimierung und -ausbau.

Das gesamte Energie- und insbesondere Stromsystem muss in den kommenden Jahren umfassend modernisiert werden (siehe Kapitel 3), um es an die Erfordernisse hoher Anteile Erneuerbarer Energie sowie generell an die Kriterien der Nachhaltigkeit anpassen (Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie gemäß Atomausstiegsgesetz; modernste fossile Kraftwerke, möglichst in Kraft-Wärme-Kopplung etc.). Eine explizite Darstellung des Modernisierungsprozesses im konventionellen Bereich würde weit über den o. g. Auftrag hinausgehen und den Rahmen dieser Ausarbeitung sprengen.

Zu den von der Bundesregierung bereits beschlossenen Maßnahmen (Kapitel 4) außerhalb des EEG zählen insbesondere

- zahlreiche von BMU, BMBF, BMELV und BMWi geförderte F&E- und Demonstrationsprojekte;
- Regelungen zum Ausbau des Stromnetzes;
- die Einführung der Anreizregulierung;
- Sonderregeln für den Transport für Biomethan im Erdgasnetz;
- verbesserte Möglichkeiten zur Einspeisung von Biomethan, womit die Nutzung des Erdgasnetzes als Speicher für Biogas ermöglicht wird, was mit der möglichst effizienten Verstromung von Biomethan verbunden werden kann;
- die Modernisierung der Messverfahren für den Stromverbrauch und
- die Erstellung der dena-Netzstudie II.

Im Regierungsentwurf zum neuen EEG vom 5.12.2007² sind bereits folgende Elemente vorgesehen (siehe Kapitel 5):

- ein neues Einspeisemanagement soll dafür sorgen, dass die derzeit durch Abschaltung von EE-Anlagen bei Netzengpässen verloren gehende Stromproduktion um bis zu 80 Prozent reduziert wird;
- Windenergieanlagen sollen zusätzliche Systemdienstleistungen erbringen, was durch einen entsprechenden Bonus gefördert werden soll und
- die Selbstnutzung von Solarstrom soll angereizt werden.

Zusätzlich zu den genannten sollten weitere Maßnahmen außerhalb des EEG (Kapitel 6) und innerhalb des EEG (Kapitel 7) entwickelt und umgesetzt werden, um zur Modernisierung des Energiesystems und zur besseren Integration Erneuerbarer Energien beizutragen. Damit soll den Herausforderungen ihres stark wachsenden Anteils entsprochen werden. Die im vorliegenden Bericht identifizierten Optionen zur Modernisierung des Energiesystems vor dem Hintergrund steigender Anteile der Erneuerbaren Energien betreffen insbesondere folgende Aspekte:

Weitere Handlungsoptionen außerhalb des EEG (Kapitel 6)

- **Netzinfrastruktur: Optimierung, Ausbau, Neubau**
- **Spezielle Einspeisenetze**
- **Regel- und Ausgleichsenergiemarkt**
- **Anreizregulierung**
- **Befreiung des EE-Stroms von der Stromsteuer zur Verbesserung der Wettbewerbssituation**
- **Elektromobilität auf Basis Erneuerbarer Energien**
- **Förderung von F&E- und Demo-Vorhaben zur Entwicklung innovativer Energiesysteme mit hohem EE-Anteil**
- **Ökostrom (EE-Strom außerhalb der EEG-Vergütung)**
- **Vollversorgung von Stadtteilen, Kommunen, Kreisen und Regionen sowie Firmen und Gebäuden mit Erneuerbaren Energien**

Weitere Handlungsoptionen innerhalb des EEG (Kapitel 7)

- **Ausgeweitetes Einspeise-Management**
- **Technologiebonus zur EE-Integration**
- **Erbringung von Systemdienstleistungen durch alle EE-Anlagen**
- **Verbesserung der Direktvermarktung unter definierten Rahmenbedingungen**
- **Optimierung der allgemeinen Ausgleichsregelung.**

2 Einleitung

Ausgangspunkt dieses Berichtes ist der Beschluss des Bundeskabinetts zum EEG-Erfahrungsbericht 2007 vom 7. November 2007 (BT-Drucksache 16/7119 vom 9. November 2007). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wird dort in Kapitel 12 „Speichertechnologien und Systemintegration“, Absatz 10 „Handlungsempfehlungen“ aufgefordert, Handlungsoptionen zu dieser Thematik zu identifizieren (Zitat):

„Das BMU wird bis Frühjahr 2008 geeignete Handlungsmöglichkeiten für ein Anreizsystem innerhalb oder außerhalb des EEG untersuchen, das insgesamt zu einer Verbesserung der Systemintegration durch bedarfsgerechte Einspeisung bzw. Verstärkung führt (insbesondere durch den Einsatz von Speichertechnologien, durch die Vernetzung von EE- und anderen dezentralen Anlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ sowie durch einen entsprechenden Einsatz des Lastmanagements).“

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch soll in der Europäischen Union und Deutschland weiter deutlich steigen: in Deutschland bis 2020 auf mindestens 25 bis 30 Prozent. Danach soll das Wachstum kontinuierlich fortgeführt werden, was einem Anteil von rund 50 Prozent in 25 Jahren entspricht (bei entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz).

Das zentrale Instrument zur Förderung dieses Wachstums in Deutschland ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches mit einer festen Einspeisevergütung für EE-Strom dessen Produktion auch betriebswirtschaftlich rentabel macht. Kein anderes Gesetz hat bislang höhere Reduktionen von CO₂-Emissionen bewirkt; unter den 29 Maßnahmen des Integrierten Energie und Klimaprogramm der Bundesregierung (IEKP) führt das EEG zu den größten CO₂-Reduktionen.

Allerdings gibt das geltende EEG keine gezielten Anreize, Strom aus Erneuerbaren Energien - EE-Strom - bedarfsgerecht zu produzieren und in das bestehende Stromsystem zu integrieren. Ebenfalls gibt es bislang insgesamt nur wenige Anreize, das bestehende Energiesystem dem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien mit zum Teil fluktuierendem Angebot anzupassen und das gesamte Energiesystem entsprechend umzubauen. Besonders zu nennen sind hier das Energiewirtschaftsgesetz und seine Verordnungen. Anpassungsbedarf beim konventionellen Energiesystem besteht insbesondere bezüglich der Netzinfrastruktur, der Regelbarkeit des Kraftwerksparks und der Anpassung des Energieträgereinsatzes. Die Erfordernisse einer zukunftsfähigen, nachhaltigen und sicheren Energieversorgung machen eine Modernisierung des gesamten Energiesystems notwendig.

3 Problemaufriss

3.1 *Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich und Ziele der Bundesregierung*

Die Erzeugung von EE-Strom hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Aufgrund des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) von 1990 und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2000 bzw. 2004 stieg der Anteil von gut drei Prozent im Jahr 1990 auf rund 6,3 Prozent im Jahr 2000 und rund 14,2 Prozent im Jahr 2007.³ Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil auf mindestens 25 bis 30 Prozent im Jahr 2020 zu steigern. Nach 2020 soll der Ausbau kontinuierlich fortgesetzt werden, was einem Anteil von rund 50 Prozent in 25 Jahren entspricht.^{4, 5} Der Entwurf der neuen EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien vom Januar 2008 (siehe Kapitel 3.2) sieht für Deutschland einen EE-Anteil von 18% am gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2020 vor (Strom, Wärme/Kälte, Treibstoffe). Um dieses Gesamtziel zu erreichen, hält es das BMU für erforderlich, das Ziel für den Strombereich auf einen EE-Anteil von mindestens 30% im Jahr 2020 anzuheben. Aktuelle Studien bestätigen, dass dieses Ziel bei geeigneten Rahmenbedingungen erreichbar ist und bekräftigen, dass der Weg der Steigerung des Anteils Erneuerbaren Energien die Energiesicherheit, inklusive der lokalen Energieversorgungssicherheit, nachhaltig erhöhen kann.⁶

Der deutlich steigende Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien führt zu folgenden Problemen:

- Zunehmend begrenzen Netzengpässe die Einspeisung von EE-Strom.
- Eine zunehmende fluktuierende Stromerzeugung von Windkraftanlagen erhöht die Notwendigkeit zur optimalen Systemintegration.

Insgesamt ergibt sich daraus die Notwendigkeit zur Modernisierung der bestehenden Stromversorgung. Die ökologisch und ökonomisch optimale Integration der Erneuerbaren Energien ist eine Herausforderung ersten Ranges. Dies erfordert Veränderungen bei den Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien genauso wie in der bestehenden Stromversorgung. Die Optimierung des Gesamtsystems ist das überragende Ziel. Die bessere Steuerung von Anlagen, Lastmanagement und Speichertechnologien erhöhen die Chance, dass der gesicherte Versorgungsbeitrag der Erneuerbaren Energien und damit auch die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem steigen.

Ein Teil des EE-Stroms, insbesondere aus großen Wasserkraftanlagen und der Biomasse-Mitverbrennung, wird nicht nach dem EEG vergütet und insofern wie Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken vermarktet. Allerdings besteht nach dem EEG der Netzzvorrang auch für diesen EE-Strom, der im Jahr 2007 gut drei Prozent des deutschen Stromverbrauchs ausmachte. Für ihn besteht ein Anreiz, auf die Ansprüche des Marktes zu reagieren und beispielsweise bedarfsgerecht einzuspeisen. Gut zehn Prozent des Strombedarfs wurde 2007 nach dem EEG vergütet. Auch langfristig wird nur ein Teil des EE-Stroms nach dem EEG vergütet werden, da anderweitig bessere Erträge zu erwarten sind. Mittel- und langfristig ist zu erwarten, dass für maximal rund 20 Prozent der gesamten Bruttostromproduktion in Deutschland die jeweiligen EEG-Vergütungen über den durchschnittlichen Strompreisen an der Strombörse liegen. Für die zur Zielerreichung notwendige weitere EE-Stromerzeugung dürften – je nach Sparte, Anlagengröße, Standort, Technologie und ggf. Art der Biomasse – entweder niedrigere Vergütungen gelten oder gar kein Anspruch auf Vergütungen bestehen, wie beispielsweise bei der bestehenden großen Wasserkraft oder der Biomasse-Mitverbrennung. Der Anteil des tatsächlich EEG-vergüteten Stroms ist maßgeblich abhängig

von den Rahmenbedingungen innerhalb und außerhalb des EEG und den Vermarktungskosten.

Bei einer angestrebten Direktvermarktung ist bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse für Neuinvestitionen allerdings nicht der durchschnittliche Strompreis eines Jahres, sondern der tatsächliche Marktpreis zum Zeitpunkt der Stromspeisung relevant. In den vergangenen Jahren ist der Börsenpreis von Strom tendenziell gesunken, wenn viel Strom aus Windenergie eingespeist wurde. Dieser Preis senkende Effekt des EEG hat im Jahr 2007 in Zeiten, in denen weniger als 250 MW Windstrom eingespeist wurde, zu einem durchschnittlich um rund 12% geringeren Börsenpreis für Strom geführt.⁷ Dieser jeweils aktuelle Börsenpreis ist für Investitionsentscheidungen maßgeblich. Dieser Preis senkende Effekt im Jahr 2006 von bis zu 3-5 Mrd. € wäre im funktionierenden Markt auch für die Endverbraucher relevant.⁸

3.2 Relevante Regelungen der Europäischen Union

Die Europäische Kommission hat am 23. Januar 2008 den Entwurf einer Richtlinie zur umfassenden Förderung der Erneuerbaren Energien vorgelegt. Diese neue Richtlinie soll die bestehenden EU-Richtlinien zur Förderung von EE-Strom und zur Regelung der Biotreibstoffe ablösen und auch den Bereich EE-Wärme und EE-Kälte umfassen. Der Kommissionsentwurf sieht u. a. die Einführung eines Europäischen Handelssystems für Erneuerbare-Energien-Zertifikate auf privater Ebene vor. Ein solches verpflichtendes Handelsregime auf privater Ebene würde die in 18 EU MS verwendeten Einspeisesysteme für Strom aus Erneuerbaren Energien akut gefährden. Daher lehnt die Bundesregierung diese Vorschläge zum verpflichtenden Handel gemeinsam mit anderen EU Mitgliedstaaten strikt ab.

Weitere relevante Aktivitäten der EU-Kommission sind die Maßnahmen zur Verbesserung der Netzsituation in der EU, u. a. durch die TEN-E-Projekte sowie die Förderung eines Energiebinnenmarkts, wozu die Kommission Vorschläge für ein Drittes Binnenmarktpaket vorgelegt hat.

3.3 Optimierte Einbindung der Erneuerbaren Energien

Für die Produzenten von Strom, für den eine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird, gibt das geltende EEG keine gezielten Anreize, beispielsweise bedarfsgerecht Strom zu produzieren oder in Speichertechnologien oder Lastmanagement zu investieren. Denn nach dem geltenden EEG steht ihnen ohne Berücksichtigung des Zeitpunkts der Einspeisung eine feste Vergütung zu.

Mit einem weiter steigenden Anteil teilweise fluktuierender Erneuerbarer Energien im Stromnetz steigt auch die Bedeutung von Ansätzen, das bestehende System in technischer, ökonomischer und rechtlich-administrativer Hinsicht für einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien zu optimieren. Ohne eine solche Systemoptimierung sind weder die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien noch die Klimaschutzziele erreichbar. Die technische Optimierung betrifft vor allem Fragen der fluktuierenden Einspeisung (Regelung und Steuerung auf der Angebots- und Nachfrageseite) sowie der Netzintegration (Netzoptimierung und Netzausbau). Die Integration in den Strommarkt betrifft vor allem die schrittweise Überführung von EE-Anlagen von der Inanspruchnahme der EEG-Vergütung des EEG in eine „freie“ Vermarktung (beispielsweise an der Strombörse oder direkt an die Endverbraucher) und damit zusammenhängend die Regelung der Verantwortung für die Vermarktung.

Grundsätzlich sollte die Optimierung des Energiesystems im Hinblick auf einen wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien in folgenden fünf Bereichen erfolgen:

- Eine **integrierte Erzeugung von Strom auf Seiten der Erneuerbaren Energien** vor dem Hintergrund kontinuierlich steigender EE-Anteile (auf rund 50% innerhalb der nächsten 25 Jahre) beispielsweise durch Nutzung von Verlagerungspotenzialen innerhalb der verschiedenen EE-Sparten (z. B. durch nachfrageorientierte Verstromung von Biomasse bei zunehmender Nutzung der Speicherpotenziale von z.B. Biogas).
- Eine integrierte Erzeugung von Strom in einem deutlich **flexibler reagierenden konventionellen Stromsystem**. Dies dürfte dazu führen, dass die Volllaststundenzahl fossiler Kraftwerke sinkt und stattdessen Anlagen zur Nutzung Erneuerbare Energien seltener gedrosselt werden. Eine Drosselung von Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen oder Laufwasserkraftwerken ist in der Regel volkswirtschaftlich ineffizient, da die Grenzkosten dieser Anlagen nahe Null liegen.

Das bestehende Stromsystem muss aus vielerlei Gründen ohnehin umfassend modernisiert werden. So sind viele fossile Kraftwerke überaltert, die Anforderungen an die Energieeffizienz steigen (z.B. Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und steigender Gasanteil), die Liberalisierung stellt Herausforderungen, ebenso die Umsetzung des Atomenergieausstiegs gemäß Atomausstiegsgesetz (AtG) etc. Diese Modernisierung des Kraftwerksparks steht unabhängig von einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ohnehin an. Es ist daher konsequent, den anstehenden Umbau des fossilen Stromsystems den spezifischen Anforderungen des stetig steigenden Anteils der Erneuerbaren Energien anzupassen.

- Ein **integrierter Verbrauch** durch flexible Lasten (Lastmanagement), da Regelleistung durch Verschiebung/Abschaltung von Verbrauchern i. d. R. nicht mit energetischen Verlusten einhergeht. Damit kann auch ein Teil des erforderlichen Netzausbaus vermieden werden. Verbesserungen im Strommesswesen können hierzu wichtige Beiträge liefern.
- Integrierte **Speicherung** in Form von Stromspeicherung oder physischer Speicherung (Druckluft, Pumpwasserkraft etc.). Dies ist durch den Lade-Entlade-Zyklus mit Energieverlusten verbunden und sollte daher nur für die Energiemengen eingesetzt werden, die nicht mit integrierter Erzeugung und Verbrauch (Lastmanagement) optimal in das Energiesystem eingebunden werden können. Auch lokale und regionale Erfordernisse (z. B. Netzengpässe, Vermeidung unnötig hoher Stromtransporte) können für eine Speicherung sprechen.
- Eine **optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten sowie Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau**. Diese sind vor dem Hintergrund des sich erkennbar verzögernden Anpassungsprozesses im Netzbereich zwingend notwendig. Sowohl Strom aus Windenergie- als auch aus PV-Anlagen sollte aufgrund der sehr geringen Grenzkosten immer dann eingespeist werden, wenn er produziert werden kann. Eine Abregelung gerade dieser EE-Sparten ist volkswirtschaftlich nur in seltenen Ausnahmen effizient. Neben netzseitigen Maßnahmen, wie der Netzoptimierung (z.B. Temperaturmonitoring, Heißleiterseile) und dem Netzausbau stehen Maßnahmen auf der Anlagen- und Betreiberseite, wie z.B. der Installation von Windenergieanlagen mit höheren Volllaststunden, zur Verfügung, so dass bei gleicher maximaler Einspeiseleistung insgesamt eine höhere Strommenge eingespeist werden kann.

3.4 Das gesamte Energiesystem im Blick behalten

Eine Systemoptimierung muss sich auf die gesamte Stromversorgung beziehen und darf sich nicht nur auf die Erneuerbaren Energien beschränken. Dazu leisten moderne Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien schon heute einen wichtigen Beitrag, der mit den in diesem Bericht geschilderten Maßnahmen noch gestärkt wird. So sind moderne Windenergieanlagen heute wesentlich besser steuerbar. In der konventionellen Stromversorgung bietet die anstehende Erneuerung des Kraftwerkparks die Chance, ein auf die neuen Anforderungen angepasstes Energiesystem aufzubauen. Dieses neue Energiesystem muss flexibel regelbar und optimal auf hohe Anteile teilweise fluktuierender Erneuerbarer Energien ausgelegt sein. Hierzu gehört auf der Erzeugerseite eine Reduzierung der derzeit dominierenden schwerfälligen Großkraftwerken und eine Neuausrichtung der fossilen Kraftwerken hin zu mehr Effizienz, Dezentralität und Flexibilität, so dass in Zukunft ein Mix aus zentralen und dezentralen Anlagen die Stromerzeugungsstruktur prägt. Allerdings müssen auch Netzbetreiber und Stromverbraucher verstärkt im Fokus stehen. So werden derzeit Lastmanagement- oder Speichermaßnahmen zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung und Nachfrage nur unzureichend genutzt.⁹ Gleiches gilt für die Möglichkeit, Stromerzeugungsanlagen zu kombinieren, um bezüglich Energieverbrauch und Netzbetrieb optimierte Betriebsstrategien zu realisieren (Kombination mit anderen EE bzw. mit gut regelbaren fossilen Kraftwerken).

EE-Anlagen, insbesondere die Kombination von EE-Anlagen untereinander sowie mit Lastmanagementmaßnahmen und Speichern, können auf verschiedene Arten die Energiesicherheit erhöhen. Diese können konventionelle Kraftwerke ersetzen und damit sowohl im Gesamtsystem wirken als auch bei Bedarf regional oder lokal zu einer höheren Versorgungssicherheit beitragen. Zum Beispiel können die Risiken der Nichtversorgung, die von zentralen Kraftwerks- und Netzstrukturen ausgehen, reduziert werden. Damit sind Erneuerbare Energien auch in der Lage, Atomkraftwerke zu ersetzen und die Verwundbarkeit des Stromversorgungssystems zu reduzieren, was die innere Sicherheit erhöht. Eine umfassende Darstellung der sicherheitspolitischen Bedeutung ist in einer Studie von Adelphi Consult & Wuppertal Institut 2007 im Auftrag des BMU wiedergegeben.⁶

Aufgrund der natürlichen Potenziale der Erneuerbaren Energien kommt es zunehmend zu einer höheren Nutzungskonzentration einzelner Erneuerbarer Energien in bestimmten Regionen. So bildet Süddeutschland einen Schwerpunkt im Bereich der Nutzung der Solarenergie und Wasserkraft. In Nord- und Ostdeutschland ist dagegen eine höhere Dichte an Windenergieanlagen zu verzeichnen. Dies führt zunehmend dazu, dass der Verbrauch in manchen Regionen geringer als die Erzeugung ist und somit der Strom über das Übertragungsnetz in andere Verbrauchszentren transportiert werden muss. Dabei stoßen schon heute die Verteilnetze und kurz- und mittelfristig auch die Übertragungsnetze an ihre Grenzen, was zur Abschaltung von EE-Anlagen führt.¹⁰ Aus diesem Grund muss die bisherige Strategie des Erzeugungsmanagements so angepasst werden, dass ein größtmöglicher Anteil Erneuerbarer Energien an der Gesamtversorgung erreicht werden kann. Hierfür müssen entsprechende Anreize, gerade in Netzengpassregionen, gesetzt werden.

Der zukünftig vorgesehene stärkere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung bietet aufgrund neu entstehender Erzeugungskapazitäten gute Voraussetzungen für einen Erzeugungsmix aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Die Vorteile der jeweiligen Erzeugungsart können genutzt und sogar kombiniert und technisch sinnvolle Entwicklungen frühzeitig angereizt werden. So haben stromgeführte KWK-Anlagen mit geeigneten Wärmekonzepten, wie sie bspw. in großer Zahl in Dänemark zur Anwendung kommen, sowie Biomasse- und Biogasanlagen die Möglichkeit, ihre Stromerzeugung am Bedarf auszurichten. Dies rechtfertigt, den dargebotsabhängigen Energieträgern Wind, Sonne und Teile der Wasserkraft aufgrund der geringeren Grenzkosten grundsätzlich einen Einspeisevorrang einzuräumen. Eine generelle Gleichrangigkeit der verschiedenen EE- und KWK-Anlagen setzt falsche Signale und ist daher nicht empfehlenswert. Hier könnte dem dänischen Beispiel gefolgt werden, wo hohe Anteile sowohl der Erneuerbaren Energien als auch der KWK gut in das Energiesystem integriert sind.

Das Stromsystem steht noch vor weiteren Herausforderungen, die bei der Systemoptimierung im Hinblick auf einen hohen Anteil Erneuerbaren Energien beachtet werden müssen. So nimmt mit der schrittweisen, aber noch nicht abgeschlossenen Umsetzung der Liberalisierung im Energiemarkt die Bedeutung des internationalen Stromhandels zu. Bestehende Netzengpässe erschweren einen solchen internationalen Stromhandel - nicht nur an Netzkuppelstellen zwischen den EU Mitgliedstaaten. So berichtet die Bundesnetzagentur in ihrem Monitoringbericht 2007 wiederholt von Netzengpässen an nahezu allen deutschen Grenzen und warnt vor drohenden Engpässen auch innerhalb Deutschlands.¹¹ Die Monopolkommission hat in ihrem Sondergutachten zur Wettbewerbssituation auf den Energiemärkten festgestellt, dass auf den Märkten der leitungsgebundenen Energieversorgung kein funktionsfähiger Wettbewerb herrscht.¹² Das Kartellamt hat am 20.3.2006 festgestellt, dass die vier großen Energiekonzerne heute als Oligopol knapp 90 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten auf sich vereinen.¹³ Für die Förderung eines Energiebinnenmarkts hat die Europäische Kommission Vorschläge für ein Drittes Binnenmarktpaket vorgelegt.

4 Bislang von der Bundesregierung beschlossene Maßnahmen außerhalb des EEG

Um das Zusammenspiel zwischen Erneuerbaren Energien und dem konventionellen Energiesystem zu verbessern und das gesamte System zu modernisieren, hat die Bundesregierung bereits eine Reihe von Maßnahmen innerhalb und außerhalb des EEG beschlossen. Während sich manche davon aktuell im Parlamentarischen Prozess befinden, noch keine Rechtskraft haben und damit noch keine Wirkung ausüben können, sind andere bereits in der Umsetzung. Der Erfolg der genannten Maßnahmen kann erst beurteilt werden, wenn diese Rechtskraft erlangt und ausreichende Zeit hatten, Ergebnisse zu zeitigen. Im Folgenden werden die beschlossenen Maßnahmen außerhalb des EEG kurz aufgelistet.

4.1 F&E-Maßnahmen zur Entwicklung innovativer Energiesysteme mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien

Im Bereich der Forschung und Entwicklung (F&E) fördert die Bundesregierung F&E-Aktivitäten zur Entwicklung und Umsetzung von Lösungen zur Schaffung von innovativen Energiesystemen der Zukunft mit hohem Anteil (dezentraler) Erneuerbarer Energien. Denn Maßnahmen beispielsweise des Erzeugungsmanagements, der Energiespeicherung (u.a. auch Wasserstoff), des Lastmanagements sowie deren Vernetzung können einen wichtigen system-integrativen Beitrag leisten. Betreiber von Speicherkraftwerken oder Lastmanagement-Pools können flexibel auf dem Regel- und Ausgleichsenergiemarkt agieren und andere Systemdienstleistungen anbieten. Durch die intelligente Verknüpfung von Erneuerbaren Energien, Lastmanagement und Speichern (z.B. in Virtuellen bzw. Kombi-Kraftwerken) können Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden. Dadurch kann eine zuverlässige Versorgung mit Strom auch mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien ermöglicht werden. Des Weiteren können diese Maßnahmen auch einen Beitrag zur Netzentlastung leisten und somit einen Zeitgewinn beim – unabhängig davon – dringend anstehenden Netzausbau bewirken.

Neben den etablierten Technologien (insbesondere Pumpspeicherkraftwerke) und Märkten (z. B. Teilnahme des industriellen Lastmanagements am Regelenergiemarkt) gibt es eine Reihe technologischer Entwicklungen, die neue Speicherformen, vereinfachtes Lastmanagement und verbesserte Vernetzung bei verringerten Kosten versprechen. Das BMU fördert daher im Rahmen seines F&E-Programms sowie ergänzend in der Klimaschutzinitiative eine Reihe von Projekten innovativer Systemintegration, beispielsweise

- die Realisierung eines virtuellen Kraftwerksverbundes auf Basis fluktuierender (Wind, PV) und speicherbarer (Biomasse, Wasserkraft) Energieträger und verschiebbarer Lasten („Kombikraftwerk“);
- Untersuchungen zu möglichen Energiespeicherverfahren, wie z.B. Druckluftspeichern (Compressed Air Energy Storage);
- die Optimierung der Netzanbindung von Offshore-Windparks;
- die Weiterentwicklung verschiedener Systemkomponenten, wie beispielsweise Wechselrichter für die Netzeinspeisung photovoltaischer Stromerzeugung, um zusätzliche Aufgaben wie z.B. Netzdienstleistungen zu erbringen;
- die Fortentwicklung von Vorhersageverfahren für Windenergie, die den Vorhersagefehler und damit den erforderlichen Bezug von Regelenergie deutlich reduzieren und Windenergieeinspeisung besser planbar machen;

- die Weiterentwicklung moderner Haushaltsgeräte zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des privaten Lastmanagements und
- Untersuchungen zur Nutzung der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen, um Last- und Energiemanagement sowie Regelenergieleistungen zu ermöglichen (z.B. Plug-in Hybridfahrzeuge sowie reine Elektrofahrzeuge).

Im Jahr 2007 wurden in diesem Bereich vom BMU Projekte mit einem Fördervolumen von ca. 5 Mio. Euro bewilligt. Dies wird derzeit erheblich ausgebaut. Auch BMBF, BMELV und BMWi fördern F&E-Maßnahmen in diesem Bereich. BMU und BMWi kooperieren beispielsweise beim vom BMWi initiierten Wettbewerb „E-Energy“. Hier werden auf Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) basierende Energiesysteme der Zukunft entwickelt, um die Herausforderungen von mehr Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit in Zukunft zu bewältigen. Im Rahmen von E-Energy fördert das BMWi vier Projekte mit insgesamt ca. 40 Millionen Euro, das BMU zwei Projekte mit ca. 20 Mio. Euro. Gefördert werden F&E-Aktivitäten zur Entwicklung und Umsetzung von Lösungen zur Schaffung von innovativen Energiesystemen der Zukunft mit hohem Anteil (dezentraler) Erneuerbarer Energien. Die Projekte sollen Möglichkeiten aufzeigen, wie eine zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien möglich ist.

4.2 Regelungen zum Ausbau des Stromnetzes und Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Bundeskabinett hat am 5.12.2007 Eckpunkte verabschiedet, die den Rahmen für ein Energieleitungsausbaugesetz und die anstehende Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vorgeben. Damit soll insbesondere auf den sich verzögernden, dringend notwendigen Netzausbau, der auch für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zwingend notwendig ist, reagiert werden. Wesentliche Eckpunkte sind dabei

- die Einführung von Planfeststellungsverfahren für ein gebündeltes Zulassungsverfahren für die Anbindung von Offshore-Windparks;
- die Fristverlängerung für die Regelung zur Offshore-Anbindung;
- die Klarstellung der Erdkabelregelung auf der 110 kV-Ebene;
- die Konkretisierung der Pflichten von Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Netzoptimierung und dem Netzausbau und
- der Beschluss eines Energieleitungsausbaugesetzes für die Festlegung eines Kapazitätsbedarfsplans.

Die Berichtspflicht der Netzbetreiber soll um den Zeitpunkt der Durchführung und die Art der konkret geplanten Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen verschärft werden. Angesichts der jüngsten Erkenntnisse zum Leitungsausbau und technologischer Innovationen ist bei der Umsetzung der Eckpunkte in verschiedenen Bereichen eine Fortentwicklung angezeigt (siehe unter Kapitel 6.1).

4.3 Anreizregulierung

Ab Januar 2009 soll die Anreizregulierung eingeführt werden. Damit wird die Kostenprüfung und Genehmigung der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden abgelöst. Bei der Anreizregulierung wird im Rahmen eines Effizienzvergleichs ein Kostensenkungspfad ermittelt. Netzbetreiber, die besonders effizient wirtschaften, können Zusatzgewinne realisieren. Ziel ist es, eine stetige Senkung der Netzentgelte zu Gunsten von Netznutzern und Verbrauchern zu erreichen und Kosteneffizienzpotenziale auszuschöpfen. Damit sich dies nicht zu Lasten des Netzzustands, von Investitionsvorhaben oder der Versorgungssicherheit auswirkt, gelten Sonderregeln für Netzinvestitionen und Netzqualität. Die Anwendung von Netzoptimierungsmaßnahmen wie beispielsweise des Leiterseil-Temperaturmonitorings oder des Einsatzes von Heißeiterseilen werden dabei berücksichtigt. Um kleine Netzbetreiberunternehmen nicht mit zu hohen bürokratischen Anforderungen und zu großer Rechtsunsicherheit zu belasten, ist ein vereinfachtes Verfahren vorgesehen. Damit ein Netzbetreiber mit hohen dezentralen Netzstrukturen und darauf beruhenden gesteigerten Kosten im Rahmen des Effizienzvergleichs keinen Nachteil erfährt, wird diesem Umstand gesondert Rechnung getragen.

4.4 Transport von Biomethan im Erdgasnetz

Außerhalb des EEG wird die Bundesregierung durch Änderung von Verordnungen zum Energiewirtschaftsrecht, insbesondere der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung, Sonderregeln für die Nutzung des Erdgasnetzes durch Biomethan vorsehen. Mit der Schaffung der Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz werden neue Möglichkeiten für den effizienten Einsatz von Biomasse eröffnet. Biomethan kann durch Nutzung des Erdgasnetzes beispielsweise an den Ort transportiert und dort entnommen werden, wo ein hoher Wärmebedarf vorhanden ist und eine KWK-Anlage dementsprechend effizient betrieben werden kann. Für Biomethan öffnen sich so zudem die vorhandenen Speicherkapazitäten des Erdgasnetzes. Damit sind wesentliche technische Bedingungen erfüllt, Biomethan an dem Ort und zu dem Zeitpunkt einzusetzen, wo und wann Strom und/oder Wärme aus Biomethan benötigt werden und besonders effizient erzeugt werden können. Auch der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff ist möglich und wird weitere Impulse für die Verbreitung erdgas- und biomethanfähiger Fahrzeuge setzen.

Mit der Änderung der Gasnetzzugangsverordnung werden transparente und berechenbare Rahmenbedingungen für die Ein- und Ausspeisung sowie den Transport von Biomethan geschaffen. Vorgesehen sind ein vorrangiger Netzanschluss mit einem transparenten Netzanschlussverfahren und Kostenerleichterung. Für den Transport von Biomethan werden Kostenerleichterungen etwa für die Nutzung des Erdgasnetzes als Speicher und Vereinfachungen wie zum Beispiel für die Bilanzierung der Biomethanmengen geregelt. Insgesamt werden damit Marktanreize für Biomethan geschaffen. Die Sonderregeln dienen dem Ziel der Bundesregierung, 10 Prozent des Erdgases im Jahre 2030 durch Biomethan zu ersetzen. Die Änderung der o.g. zwei Rechtsverordnungen wurde in der Kabinettsitzung am 12.03.2008 beschlossen. (Zur Biomethaneinspeisung im Rahmen des EEG siehe Kapitel 5.3)

4.5 Modernisierung der Messverfahren für den Stromverbrauch

Die Bundesregierung hat einen Entwurf für ein Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen, mit dem der Bereich des Messwesens vollständig für den Wettbewerb geöffnet wird. Dies erfolgte vor dem Hintergrund, dass die Ermittlung des Stromverbrauchs in Deutschland nicht auf der Höhe der Zeit ist. Der Stromverbrauch von Haushalten sowie klei-

nen und mittleren Unternehmen wird in der Regel nur einmal pro Jahr erfasst. Voraussetzung für eine Eigenverbrauchssteuerung und für die Optimierung von Energiedienstleistungen ist jedoch eine zeitgenaue Analyse des Verbrauchs. Ziel der Gesetzesänderung ist es, eine zügige Verbreitung neuer Technologien zur zeitgenauen Verbrauchsmessung als Voraussetzung für Stromeinsparung und Eigenverbrauchssteuerung zu erreichen. Die Voraussetzungen für ein breiteres Angebot verschiedener Tarifmodelle, die wirtschaftliche Anreize für einen effizienten Energieverbrauch der Letztverbraucher setzen können, sollen damit geschaffen werden. Gleichzeitig kann damit ein Beitrag zur Einführung moderner Energieversorgungssysteme geleistet werden, deren Erforschung und Einführung z.B. auch über das Projekt E-Energy des BMWi gefördert werden.

Konkrete Regelungen zu technischen Mindestanforderungen, den Vertragsbeziehungen zwischen den Parteien und den Festlegungsbefugnissen der Regulierungsbehörde erfolgen in einer Rechtsverordnung. Die EU-Energieeffizienzrichtlinie enthält künftig zu beachtende Anforderungen an den Einsatz von Zählern. Betroffen wären in erster Linie Haushaltskunden und kleinere Gewerbetreibende. Die Bundesregierung prüft, ob sich hieraus Änderungsbedarf ergibt, der in der Rechtsverordnung umzusetzen ist. Dabei wird auch der verpflichtende Einsatz von Zählern geprüft, die bestimmten Mindestanforderungen genügen und eine Steuerung des Energieverbrauchs erlauben.

4.6 Studie zur Integration eines EE-Anteils von 30 Prozent in die deutsche Stromversorgung - Dena-Netzstudie II

Im Rahmen der dena-Netzstudie II „Studie zur Integration eines Anteils von 30 Prozent Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung“ werden perspektivisch für die Zeit nach 2015 Untersuchungen durchgeführt, die sich mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, schwerpunktmäßig mit dem Ausbau der Windenergie auseinandersetzen. Als Grundvoraussetzung für die Berechnungen in der Dena-Netzstudie II wird angenommen, dass der in der Dena-Netzstudie I als notwendig identifizierte Netzausbau (850 km Übertragungsnetz) im Jahr 2015 realisiert wurde. Für dieses dann für das Jahr 2015 angenommene Netz sollen Optimierungsmöglichkeiten im Netz untersucht werden. Ferner sollen Alternativen zum reinen Freileitungsbau diskutiert werden. Die Ergebnisse werden für Ende 2009 erwartet.

4.7 Emissionshandelsgesetz und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Das Emissionshandelsrecht (TEHG und ZuG 2012) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) sind wichtige Instrumente, die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Sie sollen zudem dazu beitragen, die Effizienz und die Flexibilität des Energiesystems zu steigern. Durch die Internalisierung externer Kosten für die Emission von CO₂ durch den Emissionshandel erhalten z.B. Erdgaskraftwerke einen relativen Kostenvorteil gegenüber Kohlekraftwerken. Das geplante Kraftwärmekopplungsgesetz soll den Neubau von dezentralen Kraftwerken in der Nähe von Wärmesenken sowie den Neubau von Wärmenetzen fördern. Der Emissionshandel und das Kraftwärmekopplungsgesetz erhöhen zudem tendenziell den Erdgasanteil an der Stromerzeugung.

5 Bislang von der Bundesregierung beschlossene Maßnahmen innerhalb des EEG

Der Regierungsentwurf der EEG Novelle vom 5.12.2007 sieht eine Reihe von systemintegrativen Maßnahmen vor, die sowohl bei den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien ansetzen als auch spartenübergreifend wirksam sind. Der Erfolg der genannten Maßnahmen kann erst beurteilt werden, wenn die Rechtskraft erlangt und die Maßnahmen ausreichende Zeit hatten, Ergebnisse zu zeitigen.

5.1 Einspeisemanagement

Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist eine der Grundvoraussetzungen für einen erfolgreichen Ausbau und eine Netzintegration Erneuerbarer Energien und hat sich seit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes im Jahr 1990 bewährt. Diese Abnahme gilt nach dem Regierungsentwurf der EEG-Novelle vom 5.12.2007 auch dann, wenn dafür Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes erforderlich ist. Die Pflicht zum Netzausbau nach §9 EEG Regierungsentwurf und die klare Regelung der Kostenzuteilung (§§13, 14) sind von großer Bedeutung, insbesondere für die Integration von Windenergieanlagen an windhöffigen Standorten.

Neben dieser Verpflichtung für die Netzbetreiber schlägt die Bundesregierung im Regierungsentwurf der EEG-Novelle ein neues Einspeisemanagement vor, da die bisherige Regelung für einen weiter wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien aufgrund der unflexiblen Anwendung keine zufrieden stellende Lösung darstellt. Zukünftig soll durch die Anwendung des technisch optimierten Einspeisemanagements in Netzengpasssituationen dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, als erstes diejenigen Anlagen zu steuern, die den stärksten Effekt auf die jeweilige Netzsituation haben. Dadurch kann die aus der Abschaltung resultierende verloren gegangene EE-Stromproduktion sowie die entsprechenden Einnahmeverluste für die Anlagenbetreiber um bis zu 80 Prozent reduzieren werden. Damit ermöglicht dieses System die Netzsicherheit zu den betriebs- wie volkswirtschaftlich geringsten Kosten und zugleich die größtmögliche Einspeisung von EE-Strom. Die Regelung eines technisch optimalen Einspeisemanagements als betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung hat zur Folge, dass alle EE-Anlagen in die Einspeisemanagement-Regelung einbezogen werden müssen, um sicherzustellen, dass tatsächlich diejenigen Anlagen angesteuert werden können, die den größten Einfluss auf die jeweilige Netzengpasssituation haben. Um EE-Anlagenbetreiber vor unangemessenen Einkommensverlusten zu schützen, wurde im Rahmen des neuen Einspeisemanagements eine Härtefallregelung aufgenommen. Diese soll die Planungs- und Investitionssicherheit für EE-Anlagenbetreiber sicherstellen. Die Wasserkraft ist laut Regierungsentwurf des EEG von den Regelungen des Einspeisemanagements ausgenommen; aufgrund aktueller Erkenntnisse sollte sie allerdings ebenfalls einbezogen werden.

Um die Integration größerer EE-Anteile unter Aufrechterhaltung einer größtmöglichen Versorgungssicherheit zu gewährleisten, benötigt der Netzbetreiber zunehmend mehr Informationen über die Ist-Einspeisung der verschiedenen Anlagen. Vor diesem Hintergrund müssen Anlagen über 100 kW Anschlussleistung Messvorrichtungen für eine koordinierte Netzeinspeisung und einen Datenfernabruf aufweisen.

5.2 Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen

Zur weiteren Durchdringung der EE im Stromverbund bedarf es der Verbesserung der Netzeigenschaften von EE-Anlagen. Dies haben u.a. die dena-Netzstudie Teil I sowie Analysen von netzkritischen Situationen bei einem höheren Anteil Erneuerbarer Energien gezeigt. Ziel ist die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen wie Verbesserungen des Verhaltens im Netzfehlerfall sowie der Spannungs- und Frequenzhaltung. Hierfür bedarf es einer Anreizregelung, um im Bereich der Anlagenentwicklung entsprechende Innovationen zu fördern. Schwerpunktmäßig wird ein Bedarf z. Zt. im Bereich der Windenergie gesehen.

Vor diesem Hintergrund wird in §29 Abs. 2 des EEG-Regierungsentwurfs ein Systemdienstleistungsbonus vorgeschlagen. Dieser soll solche Windenergieanlagen besonders fördern, die in der Lage sind, bestimmte Systemdienstleistungen zu erbringen.

Die dena-Netzstudie I sieht dabei Handlungsbedarf sowohl in der Nachrüstung von Altanlagen als auch in der Verbesserung der Anlageneigenschaften von Neuanlagen. Die geforderten Netzeigenschaften bedürfen der Installation unterschiedlicher zusätzlicher Anlagenkomponenten, die zu höheren Investitionskosten führen. Die Höhe hängt von den noch festzuschreibenden Anforderungen ab, die an die Anlagen entsprechend der jeweiligen Spannungsebene gestellt werden. Hierzu wird BMU auf der Grundlage der Ergebnisse eines unabhängigen Gutachtergremiums konkrete Vorschläge für eine Regelung vorlegen.

5.3 Biomethaneinspeisung

Im Rahmen der Modernisierung des Energiesystems kommt innerhalb der Erneuerbaren Energien der Biogastechnologie eine besondere Rolle zu. Insbesondere hat die Bundesregierung im Entwurf des EEG vorgesehen, die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität bzw. die anschließende Einspeisung von Biomethan mit Verstromung an anderer Stelle in die Liste der Technologien aufzunehmen, die Anspruch auf den Technologiebonus haben. Für kleinere Aufbereitungsanlagen sieht das Marktanzreizprogramm zudem eine Investitionsförderung vor. Mit dieser Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung kann das Erdgasnetz auch als Speicher für Biomethan genutzt werden. Damit wird ein Anreiz gesetzt, Biogas nicht am Ort seiner Erzeugung zu verstromen, sondern dort, wo die Verstromung effizienter erfolgen kann und ausreichender Wärmebedarf für den Einsatz von KWK-Technologien vorhanden ist. (Zum Biogastransport siehe Kapitel 4.4)

5.4 Selbstnutzung von Strom aus Solaranlagen

Der EEG-Regierungsentwurf vom 5.12.2007 sieht eine besondere Vergütung für selbstgenutzten Strom aus Solaranlagen vor. Ziel dieser Regelung ist es, Solarstrom schneller in den Wettbewerb zu überführen und die EEG-Umlage von den relativ hohen Differenzkosten für Solarenergie zu entlasten.

Zu diesem Zweck setzt § 33 Abs. 3 einen Anreiz, Strom aus Erneuerbaren Energien dezentral selbst zu verbrauchen, statt ihn ins Netz einzuspeisen. Denn Solarstrom, der nicht in das Netz eingespeist, sondern selbst verbraucht wird, muss nicht mit dem Großhandelsstrom konkurrieren. Er verdrängt vielmehr den etwa um den Faktor 4 teureren Haushaltsstrom (Größenordnung 20 ct/kWh). Solarstrom hat durch die Verrechnung mit den Bezugskosten für Haushaltsstrom also einen höheren Wert und wird somit deutlich schneller wettbewerbsfähig.

Solaranlagen, die von dieser Sonderregelung Gebrauch machen, stehen einerseits nur noch bedingt zur Deckung der mittäglichen Lastspitzen zur Verfügung. Ferner wird die Stromnachfrage in den mittäglichen Lastspitzen erhöht. Die Abstimmung des eigenen Stromverbrauchs

auf die Stromerzeugung durch die Solaranlage entlastet andererseits aber das Stromnetz (relevant v.a. in Regionen mit regionaler Netzüberlastung). Zudem wird mit der Regelung ein Anreiz gesetzt, um Innovationen in eine stärker auf dezentrale Anlagen setzende Energieversorgung zu forcieren.

5.5 Direktvermarktung im Regierungsentwurf des EEG

Unter „Direktvermarktung“ wird die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien etwa durch Anlagenbetreibende oder Händler an der Strombörse oder an OTC-Märkten (außerbörsliche Märkte) verstanden. Sie ist zu unterscheiden von der Einspeisung und Vergütung nach dem EEG.

Es ist Ziel der Bundesregierung, dass Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen. Vorausgesetzt ist dabei allerdings ein funktionierender Binnenmarkt, der derzeit noch nicht existiert (stärkere Internalisierung externer Effekte etc.; siehe auch Kapitel 3.4). Die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien sollen daher sukzessive an den Strommarkt herangeführt werden und lernen, ihren Strom selbst oder in Kooperation mit anderen Akteuren direkt zu vermarkten und der Nachfrage entsprechend zu liefern. Auf diese Weise werden indirekt auch Anreize für die Kombination von EE-Anlagen mit anderen Kraftwerken und/oder untereinander, Lastmanagement und Speicherung gesetzt.

Nach dem Entwurf der Bundesregierung für die EEG-Novelle vom 5.12.2007 soll die Direktvermarktung erstmals ausdrücklich geregelt werden. Die Regelung sieht vor, dass Anlagenbetreiber nach einer Ankündigung drei Monate im Voraus kalenderhalbjährlich den gesamten in der Anlage erzeugten Strom selbst vermarkten und nach Ablauf dieser Frist wieder in das EEG zurückkehren können.

Sinn und Zweck dieser Regelung soll es sein, zu verhindern, dass die Chancen und Gewinne der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien allein bei den Anlagenbetreibern verbleiben, ohne die Risiken zu tragen.

Ohne eine geeignete Regelung besteht das Risiko, dass Anlagenbetreiber den am besten am Markt verkäuflichen Strom, insbesondere zu Zeiten, zu denen die Preise besonders hoch sind, selbst vermarkten, während die schlechter prognostizierbaren Mengen zu Zeiten, zu denen der Marktpreis gering ist, über die Festpreisvergütung des EEG abgesetzt werden. Damit steigen insgesamt die Strompreise, ohne dass sich für die Volkswirtschaft ein Mehrwert, zum Beispiel ein markt- und netzgerechtes Erzeugungsverhalten der Anlagenbetreiber, ergibt.

Ein weiterer Grund für die vorgeschlagene Regelung der Direktvermarktung ist, dass die Stromvertriebsunternehmen eine gewisse Sicherheit über die aufgrund des EEG abzunehmenden Strommengen brauchen, da sie auf Grundlage dieser Mengen über den Zukauf weiterer Mengen entscheiden.¹⁴

In der Wissenschaft und einschlägigen Wirtschaft wird derzeit diskutiert, ob anstelle der o.g. Fristen kürzere Zeiträume für die Anmeldung und das Aussetzen der EEG-Vergütung für die Eigenvermarktung des EE-Stroms vorgesehen werden sollen. § 66 Abs. 1 Nummer 6 Buchstabe b des Regierungsentwurfs vom 5.12.2007 für das EEG 2009 enthält eine Verordnungsermächtigung zur Regelung der Direktvermarktung (siehe Kapitel 7.4).¹⁵

6 Weitere Handlungsoptionen außerhalb des EEG

Unabhängig von den in Kapitel 4 aufgelisteten, von der Bundesregierung bereits beschlossenen Maßnahmen außerhalb und innerhalb des EEG sollten kurz- und mittelfristig weitere Maßnahmen umgesetzt werden. Ziel dabei muss der mittel- bis langfristige Umbau des bestehenden Energiesystems, das seinen Erzeugungsschwerpunkt derzeit im Bereich schwer regelbarer Kohle- und Kernkraftwerke hat, hin zu einem flexiblen System sein. Neben der deutlich höheren Flexibilität des Gesamtsystems und seiner Bestandteile sind Schwerpunkte zu setzen im Bereich der Energieeinsparung, der Energieeffizienz (insbesondere durch hocheffiziente und KWK-Kraftwerke) sowie der Nutzung der Erneuerbaren Energien. Hierzu wurden teilweise innerhalb, teilweise außerhalb Deutschlands bereits Erfahrungen gesammelt, die genutzt werden sollten. Im Folgenden werden entsprechend Handlungsoptionen außerhalb des EEG identifiziert.

6.1 Netzinfrastruktur

Die bestehende Netzinfrastruktur und deren aktuelle Nutzung sind für die heutigen und insbesondere mittel- bis langfristige Erzeugungsstruktur nicht ausreichend. Beispiele für den zukünftigen Kapazitätsbedarf ergeben sich u.a. aus den geplanten (Offshore-)Windparks und den geplanten konventionellen Kraftwerke im Küstenbereich Norddeutschlands, fern von den Verbrauchszentren. Die notwendige Anpassung der Netzinfrastruktur ist vor den in Kapitel 3 genannten Gründen auch unabhängig vom Ausbau der Erneuerbaren Energien dringend notwendig.

Nach heutigem Kenntnisstand kann der notwendige Netzausbau in der herkömmlichen Freileitungsbauweise nicht bzw. nicht rechtzeitig realisiert werden. Hierin sind sich Netzbetreiber und Experten einig. Realisierungszeiträume von zehn Jahren und mehr sind für Freileitungsprojekte die Regel und damit vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung bei den erneuerbaren Energien und dem erwarteten Zubau konventioneller Kraftwerke deutlich zu lang. Gründe liegen nicht zuletzt im Widerstand bei betroffenen Bürgern und Kommunen, sowie Umwelt- und Naturschutzverbänden, die u.a. mitursächlich für die langwierigen Genehmigungsverfahren sind.

Deshalb kann nicht davon ausgegangen werden, dass die dena-I-Leitungen bis 2015 tatsächlich gebaut sind. Vor diesem Hintergrund muss die bisher verfolgte Strategie zum Netzausbau zumindest teilweise überdacht werden. Bislang soll der mit der dena-I Studie identifizierte Freileitungsausbau durch eine Verschlinkung von Genehmigungsverfahren und Verkürzung des Rechtsschutzes durchgesetzt werden. Dieses Konzept liegt auch dem von BMWi vorgelegten Entwurf für ein Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus im Wesentlichen zu Grunde. Zwar kann dieser Ansatz in bestimmten Bereichen zu einer Beschleunigung führen, greift jedoch vor dem Hintergrund neuer Erkenntnisse und Entwicklungen, die seit Abschluss der dena I Studie im Jahr 2005 eingetreten sind zu kurz. Dies betrifft insbesondere folgende Aspekte:

- Neue Netztechniken (Heißleiterseile, Hochspannungs- Gleichstrom- Übertragung – HGÜ, gasisolierte Rohrleiter, Temperaturmonitoring) werden mittlerweile in anderen Ländern erfolgreich angewendet, sind aber nicht in die Berechnungen des Netzausbaubedarfs und seine Realisierungsmöglichkeiten im Rahmen der dena-I Studie eingeflossen.
- Der Zeitpunkt für den zu erwartenden Ausbau Wind-Offshore verzögert sich um mindestens 5 Jahre.

- Die jüngsten Planungen neuer, konventioneller Kraftwerke an der Küste erreichen neue Dimensionen.
- Der innereuropäische Stromhandel nimmt zu.

Aus diesem Grund ist eine Weiterentwicklung der Netzausbaustrategie der Bundesregierung und der am 05.12.2007 beschlossenen Eckpunkte für die Beschleunigung des Netzausbaus angezeigt. Dabei muss ein sinnvoller und technisch innovativer Mix aus höherer Netzauslastung und -verstärkung und Leitungsneubau im Vordergrund stehen. Die Netze sind auf die Herausforderungen des 21. Jahrhunderts auszurichten, was den Einsatz innovativer Zukunftstechnologien voraussetzt.

Mit dem von der Bundesregierung geplanten Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus können die rechtlichen Voraussetzungen für folgende innovative Strategie gelegt werden:

- a) *Vorrang der Optimierung*: Innovative Techniken zur Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes können kurzfristig die Transportkapazitäten deutlich erhöhen. Damit kann der kurzfristige Netzausbaubedarf minimiert und Zeit für den danach verbleibenden, notwendigen Leitungsausbau gewonnen werden. Diese müssen unverzüglich im gesamten bestehenden Netz entsprechend des internationalen Stands der Technik umgesetzt und auch bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden.
- b) *Netzausbau mit innovativen Techniken*: Mit Hilfe von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) kann Strom über große Strecken direkt in die Verbrauchszentren transportiert werden. HGÜ-Leitungen werden als Erdkabel verlegt, haben sehr geringe Übertragungsverluste und kaum Wärmeentwicklung, so dass sie auch in der Nähe von Siedlungsgebieten eingesetzt werden können. Der Netzausbau kann damit deutlich besser örtlich und zeitlich am notwendigen Bedarf ausgerichtet und reduziert werden. Lediglich kurze Ausbaustrecken im herkömmlichen 380 kV-Wechselstromnetz werden so noch notwendig sein. Der Netzausbaubedarf ist bei Realisierung von unter der Erde verlegten HGÜ-Leitungen von Nord- nach Süddeutschland – und nach Ausschöpfung von Optimierungsmöglichkeiten - in einem ersten Schritt zu überprüfen. In einem zweiten Schritt werden vordringliche Trassen festgelegt.
- c) *Einsatz von Erdkabeln*: Mit der Verlegung von Erdkabeln in besonders sensiblen Gebieten kann mehr Akzeptanz geschaffen werden. Für den verbleibenden Netzausbaubedarf im herkömmlichen 380 kV Netz sind daher geeignete Regelungen vorzusehen, die den Einsatz von Erdkabeln in solchen sensiblen Teilabschnitten unter Anerkennung von Kosten ermöglichen.
- d) *Anreize für Netzinvestitionen setzen*: Von Netzbetreibern werden investitionsfeindliche Rahmenbedingungen beklagt. Eine mangelnde Verzinsung des Kapitals, die verzögerte Anerkennung der Investitionen oder die volle Risikotragung für notwendige Prognoseentscheidungen sind nur einige Beispiele für die aktuell vorgetragenen Beschwerden. Daher sollte von der Bundesregierung geprüft werden, ob zu diesem Zweck eine weitergehende Änderung der Anreizregulierungsverordnung geboten ist.

Optimierung und Ausbau des Netzes sind für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, zwingend notwendig. Beides muss, unabhängig von anderen Maßnahmen zur Systemintegration und nicht ausschließlich aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien schnellstmöglich umgesetzt werden. Sollte dies nicht geschehen besteht eine große Gefahr, dass der EE-Ausbau aufgrund von Netzengpässen stockt und die Ziele der Bundesregierung daher nicht erreicht werden können.

6.2 Spezielle Einspeisenetze

Mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien stößt die Netzinfrastruktur speziell in Regionen mit einer hohen Erzeugung aus EE-Anlagen sowie geringem Verbrauch an ihre Grenzen. Das Netz der öffentlichen Stromversorgung ist in Europa (UCTE-Netz) so ausgelegt, dass in jeder Netzsituation der Ausfall eines Elements, z.B. einer Freileitung, nicht zur Gefährdung bzw. zur Unterbrechung der Stromversorgung insgesamt führt. Diese bisherige Philosophie des Netzausbaus (n-1-Sicherheit) ist gerade dann zu überprüfen, wenn es beim Netzausbau in einzelnen Regionen weniger um die öffentliche Versorgung geht als vielmehr um die reine Aufnahme von Strom aus dezentralen Anlagen. So genannte Einspeisenetze, wie sie von einem Unternehmen in Brandenburg bereits gebaut wurden, bieten den Vorteil, dass sie optimal an den Kapazitätsbedarf angepasst werden können und damit volkswirtschaftlich günstiger zu realisieren sind als der Ausbau des öffentlichen Versorgungsnetzes.

Durch optimale Systemlösungen könnten auch die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt minimal gehalten werden, was zu einer deutlichen Beschleunigung des Netzausbaus führen würde. Dies gilt nicht für das Netz der öffentlichen Versorgung, mit dem das Einspeisenetz verbunden ist.

Nicht geeignet ist das Prinzip der Einspeisenetze in Regionen mit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur und einer Gleichverteilung von Erzeugung und Verbrauch. Vor diesem Hintergrund sollte eine Kooperation zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern in geeigneten Regionen gefördert werden.

Die Förderung von speziellen Einspeisenetzen kann zur Beschleunigung des Netzausbaus und zu einer Verringerung der Kosten des Netzausbaus führen. Vor dem Hintergrund zunehmender Engpasssituationen könnte dies ein darauf zurückzuführendes drohendes Stocken des EE-Ausbaus verhindern.

6.3 Regel- und Ausgleichsenergiemarkt

Der Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie wird mit einem steigenden Anteil der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien weiter steigen. Allerdings kann durch verschiedene Maßnahmen darauf hingewirkt werden, dass der zusätzliche Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie deutlich unterproportional steigt.

Im Bereich des Netzbetriebs hat die Bundesnetzagentur aufgezeigt, dass die bisherigen vier Regelzonen trotz Kooperationen nicht geeignet sind, einen effizienten Netzbetrieb und eine effiziente Regelenergiebereitstellung zu gewährleisten.¹⁶ Eine Zusammenlegung zu einer einheitlichen Regelzone würde zu einer deutlichen Steigerung der Effizienz führen. Die Bundesregierung hat im Rahmen des Evaluierungsberichts zum Energiewirtschaftsgesetz ihr Bestreben erklärt, die mit den getrennten Regelzonen verbundenen Nachteile zu beseitigen und Vorschläge für die Rationalisierung bei der Beschaffung von Regelenergie angekündigt. Dabei sollen alle Optionen für eine gemeinsame Regelzone entwickelt werden.¹⁷ Die aktuelle Diskussion um den Verkauf der Netze sollte speziell auch diesen Aspekt berücksichtigen.

In einem ersten Schritt sollte die Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Insbesondere sollte die Präqualifikation, also die Voraussetzung zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, modernisiert und vereinheitlicht werden. Sie sollte so gestaltet sein, dass Anbieter mit geringerer Leistung, die z. T. aber sehr kostengünstig zu erschließen ist, nicht ausgeschlossen werden. Auch sollten für alle Regelzonen einheitliche technische Spezifikationen festgelegt werden, damit der Aufwand pro Anlage möglichst gering gehalten werden kann (Vermeidung von Markteintrittsbarrieren). Dadurch würde ein

Anreiz für neue Marktakteure gesetzt werden. Diese könnten zusätzliche Potenziale, speziell im Bereich des industriellen und privaten Lastmanagements sowie im Speicherbereich, erschließen. Beispiele für die Erschließung dieser Potenziale bieten die Aktivitäten von Evonik/Saarenergie. Dort wurde ein „Virtuelles Regelenergiekraftwerk“ aufgebaut, das seit September 2003 in Betrieb ist. Es umfasst heute 400 MW und basiert auf einem Pooling-Konzept. Viele einzelne Kraftwerke und Industrieanlagen mit einer Leistung von derzeit jeweils mindestens 1 MW_{el} werden über eine Energieleitzentrale koordiniert. Damit können große Leistungen generiert werden, die bei den Ausschreibungen zur Regelenergieleistung angeboten werden können. Neu ist insbesondere die Einbeziehung von Industrieanlagen (z.B. Elektrolyse etc.), die als Abschaltleistung (Positive Minutenreserve) in das Regelenergiekraftwerk einbezogen werden können.¹⁸

Rechtliche Änderungen im Bereich Regel- und Ausgleichsenergie können insbesondere die Effizienz steigern. Dies dürfte tendenziell Einsparungen beim Stromverbraucher wie auch volkswirtschaftlich führen.

6.4 Anreizregulierung

Im Rahmen der aktuellen Debatte um die notwendigen Investitionen in die Netze – auch vor dem Hintergrund der Ankündigung von Energieversorgungsunternehmen, Übertragungsnetze zu veräußern - wird vereinzelt vertreten, dass die Anreizregulierung keine ausreichenden Investitionsanreize setze. Daher sollte bereits im Vorfeld der Anwendung der Anreizregulierung geprüft werden, ob zusätzliche Anreize für Netzbetreiber zur Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen, insbesondere dezentraler EE-Anlagen und deren Stromeinspeisung, erforderlich sind und ob Impulse für ein aktives Netzlastmanagement zur besseren Integration von EE-Strom und der Reduzierung der insbesondere durch Netzausbau und Regelenergiebedarf entstehenden Kosten gesetzt werden können.

Mit der Einführung der Anreizregulierung müssen investitionsfreundliche Rahmenbedingungen gesetzt werden. Dabei ist auch die Kostenanerkennung von innovativen und konfliktärmeren Technologien sicherzustellen.

6.5 Befreiung des EE-Stroms von der Stromsteuer zur Verbesserung der Wettbewerbssituation

Im Rahmen der Ökologischen Steuerreform wurde ab 1.4.1999 die Stromsteuer eingeführt, die gleichermaßen auf Strom aus Nicht-Erneuerbaren wie aus Erneuerbaren Energien zu entrichten ist. Seit Einführung der Stromsteuer ist nur Strom, der aus Leitungen und Netzen stammt, in die ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien gespeist wird, von der Stromsteuer befreit. Für Wasserkraft ist diese Befreiung auf Anlagen bis 10 MW begrenzt. Eine Stromsteuerbefreiung für EE-Strom konnte damals insbesondere deshalb nicht umfassend umgesetzt werden, weil keine hinreichende Sicherheit gegen Betrug durch länderübergreifenden Stromhandel und keine ausreichenden Regelungen zur Herkunft des Stroms bestanden (Herkunftsnachweis). Inzwischen existiert die Rechtsgrundlage auf EU- und nationaler Ebene, dass Herkunftsnachweise für EE-Strom ausgestellt werden können, so dass eine differenzierte Besteuerung rechtlich möglich ist. Grundsätzlich kann bei einer Vermarktung über die Börse mit der Rechnungsstellung auch die Information über die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und damit eine Stromsteuerbefreiung weitergegeben werden. Dazu muss durch gutes Monitoring die potenzielle Betrugsmöglichkeit ausgeschlossen werden.

Die Stromsteuer beträgt seit dem 1.1.2003 2,05 ct/kWh. Für einen erheblichen Teil des produzierenden Gewerbes besteht allerdings eine Stromsteuerermäßigung. Die bezüglich der Energiequellen undifferenzierte Besteuerung entspricht nicht dem eigentlichen Ziel einer ökologisch orientierten Steuer, bei der die externen Kosten in das Kalkül aller Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmer einfließen sollen. Bei einer angemessenen Internalisierung der externen Kosten in den Strompreis müsste Strom aus Erneuerbaren Energien von einer solchen Steuer befreit sein. Unter diesen Bedingungen wären viele Erneuerbaren Energien im Strombereich, die derzeit auf die EEG-Einspeisevergütung angewiesen sind, schon heute wettbewerbsfähig bzw. könnten sich im Laufe des nächsten Jahrzehnts schneller am Markt behaupten. Damit kann die Wettbewerbssituation für EE-Strom deutlich verbessert werden. Dies gilt insbesondere für die Vermarktung von Ökostrom außerhalb der EEG-Vergütung.

Besonders wirksam wäre eine Stromsteuerbefreiung für den Teil der Windenergieanlagen, die nach der niedrigeren Stufe vergütet werden, für Wasserkraftanlagen zwischen 500 kW und 5 MW und erneuerte Wasserkraftanlagen über 5 MW, für Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen sowie für solche Biomasseanlagen, die keine Boni in Anspruch nehmen können. Auch für neue Windenergieanlagen könnte bei einer Befreiung von der Stromsteuer der Verzicht auf eine EEG-Vergütung sehr bald interessant sein (Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land nach EEG Regierungsentwurf vom 5.12.2008 für Anlagen, die im Jahr 2009 ans Netz gehen: 7,95 ct/kWh).

Insbesondere die Vermarktung direkt an diejenigen Endkunden, die den vollen Stromsteuersatz entrichten müssen, ist hier relevant. Auf diese entfällt rund die Hälfte des gesamten in Deutschland verbrauchten Stroms.

In den USA ist der „production tax credit - PTC“ die Grundlage des Ausbaus der Windenergie in den vergangenen Jahren.¹⁹ Ein Großteil der rund 17.000 MW installierte Windenergieleistung in den USA ist auf eine solche Steuerbefreiung im Wert von 2 US-Cent/kWh zurückzuführen.²⁰ Diese Steuerbefreiung setzt in den USA allerdings bei der Produktion des Stroms an, während in Deutschland die Steuer beim Endkunden erhoben wird. In den USA erleichtert dies die Umsetzung über Steueranreize ganz wesentlich. Die ökonomische Wirkung beider Ansätze ist allerdings vergleichbar.

Die Stromsteuer auf EE-Strom belief sich im Jahr 2007 auf rund 900 Mio. Euro.²¹ Um die Steuerausfälle durch die Steuerbefreiung auszugleichen, könnte der Steuersatz für Strom aus nicht EE-Anlagen entsprechend erhöht werden. Damit würde der Preisvorteil für EE-Strom weiter steigen und damit der Anreiz, auf eine EEG-Vergütung zu verzichten. Um auch mittelfristig das Steueraufkommen konstant zu halten, könnte der Steuersatz für nicht-EE-Strom schrittweise entsprechend dem Ausbau der EE-Stromerzeugung angepasst werden. Die Steuerbelastung der Stromverbraucher insgesamt bliebe ebenso wie das Steueraufkommen des Bundes konstant. Dabei ist darauf zu achten, dass insbesondere für diejenigen Unternehmen, die derzeit einer ermäßigten Stromsteuer unterliegen, keine finanziellen Nachteile entstehen. Der Anreiz zur Vermarktung des EE-Stroms ohne Inanspruchnahme der EEG-Vergütung würde durch diese Aufkommensneutralität kontinuierlich steigen.

Bei Überlegungen, die Stromsteuer auf EE-Strom (kostenneutral) auch in umfassenden Maße abzuschaffen, sollte jedoch unbedingt beachtet werden, dass mit Einführung der Ökologischen Steuerreform das Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien (MAP) aus einem Teil des Steueraufkommens deutlich erweitert wurde. Seit Jahren allerdings liegen die Steuereinnahmen aus EE-Strom deutlich höher als das Budget des MAP. Im Jahr 2007 lagen die MAP-Mittel bei 213 Mio. €, während die entsprechenden Steuereinnahmen aus EE-Strom rund 900 Mio. € erreichten. Das MAP, das die Erneuerbaren Energien insbesondere im Wärmebereich fördert, ist und bleibt für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in die-

sem Bereich unersetzbar und muss weiter bestehen, wie im Zuge des EEWärmeG²² vorgesehen.

Eine Stromsteuerbefreiung für Strom aus Erneuerbaren Energien würde den Preis für die Beschaffung von EE-Strom deutlich senken. Dies würde insbesondere bei kostengünstigen EE-Sparten und -Techniken den Schritt in den Markt (ohne Inanspruchnahme von EEG-Vergütungen) deutlich erleichtern. Eine solche Maßnahme kann kostenneutral für das Stromsteueraufkommen erfolgen. Andere Maßnahmen können diesen Weg weiter befördern.

6.6 Elektromobilität auf Basis Erneuerbarer Energien

Vor dem Hintergrund des mittel- und langfristig hohen CO₂-Einsparpotenzials durch eine Steigerung der Elektromobilität auf Basis Erneuerbarer Energien hat das Bundeskabinett dieses Thema in das IEKP aufgenommen. So können Elektroantriebe je nach Art der Stromerzeugung deutlich höhere Gesamtwirkungsgrade erreichen als Verbrennungsmotoren. Ferner würde durch die Nutzung elektrischer Energie der Einsatz des gesamten Spektrums der Erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich ermöglicht werden. Der Beitrag der Elektromobilität für ein modernes und nachhaltiges Energiesystem hängt entscheidend von den hierfür eingesetzten Energieträgern ab. Die Verwendung der fluktuierenden Wind- und Sonnenenergie wäre ein besonders positiver Baustein, während bei der Verwendung anderer Energieträger kontraproduktive Effekte auftreten können. Die potenziellen Vorteile bezüglich des Klimaschutzes dürften, mit einer entsprechenden Unterstützung durch die Automobilindustrie, zu einem steigenden Anteil von Fahrzeugen mit Elektroantrieb führen. Eine solche Zunahme der Elektromobilität bietet auch Möglichkeiten, die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem und die Anpassung des gesamten Energiesystems an die zukünftigen Anforderungen zu unterstützen.

Denn einerseits kann der Ladevorgang, d.h. die Stromnachfrage, zeitlich innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden, so dass hierdurch eventuelle Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können. Andererseits besteht die Möglichkeit, Strom aus den Batterien zurück ins Netz zu speisen. So können bereits relativ wenige, netzgekoppelte Elektrofahrzeuge zur lokalen Verbesserung der Netz- bzw. Spannungsqualität herangezogen werden. Sie können direkt zum lokalen Lastausgleich beitragen und damit die Belastung der vorgelagerten Netzebenen reduzieren. Ferner können sie zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen und fossile Regelkraftwerkskapazitäten reduzieren helfen. Somit könnten bei einer Integration der Elektromobilität in das Energiesystem mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien zusätzliche Potenziale insbesondere der Windenergie erschlossen werden. Darüber hinaus können Fahrzeuge mit Elektroantrieb ab einer gewissen Durchdringungsrate auch zur Aufrechterhaltung einer lokalen Notstromversorgung (Inselnetzbildung) und generell zur Verbesserung der Energiesicherheit (siehe Kapitel 3.1 und 3.4) beitragen.

Bei einem ambitionierten Ausbau mit rund einer Million Fahrzeuge mit Elektroantrieb (insbesondere Plug-in Hybridfahrzeuge) würden im Jahr 2020 rund 1 bis 2 TWh Strom pro Jahr benötigt (Nettostromverbrauch Deutschlands in 2007: 541 TWh²³). Bei einer angenommenen durchschnittlichen Batteriekapazität von 10 kWh pro Fahrzeug (was einer Reichweite von etwa 40 bis 50 km entspricht) verfügten diese über eine mit dem Pumpwasserkraftwerk Goldisthal vergleichbare Speicherkapazität (8,5 GWh). Dagegen wäre die positive/negative Regelleistung deutlich höher und entspräche mit rund 3 GW_{el} etwa der Hälfte der gesamten in Deutschland installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken (6,7 GW_{el}), wenn alle Batterien am 230-V-Netz angeschlossen sind.²⁴ Eine deutlich höhere Regelleistung könnte angeboten werden, wenn die Batterien an ein Netz mit höherer Anschlussleistung angeschlossen

werden. Nach 2020 kann mit einem stärkeren Wachstum der Elektromobilität gerechnet werden, so dass diese Option erst dann in größerem Umfang zu tragen käme.

Vor diesem Hintergrund sollte der Einsatz von Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen gefördert und gesteuert werden.

Die Steigerung der Elektromobilität kann insbesondere langfristig zu Kosteneinsparungen im Regelenenergiebereich und zur lokalen Netzentlastung beitragen. Ferner können aufgrund der möglichen lokalen Netzentlastung zusätzliche EE-Potenziale insbesondere bei der Windenergie erschlossen werden.

6.7 Förderung von F&E- und Demo-Vorhaben zur Entwicklung innovativer Energiesysteme mit hohem EE-Anteil

Der Umbau der bestehenden Energieversorgungsstrukturen hin zu einem System mit einem hohen und kontinuierlich wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien erfordert neben gesetzlichen bzw. regulatorischen Maßnahmen auch F&E-Aktivitäten, um die technologische Umsetzung voranzutreiben und ein flexibles innovatives Energiesystem zu ermöglichen. Deshalb ist es notwendig, die F&E-Aktivitäten im gesamten dafür relevanten Bereich weiter zu stärken. Dies betrifft FuE-Maßnahmen des BMU sowie der anderen betroffenen Ministerien. Darunter fallen insbesondere

- die Optimierung des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung durch Weiterentwicklung von Virtuellen Kraftwerken, möglichst mit Einbeziehung von Energiespeichern, und Lastmanagement
- solche Kombinationen auf der Erzeugungsseite sollten möglichst Energiespeicher und/oder Lastmanagement einbeziehen,
- Verfahren zur Einbindung von Lastmanagementmaßnahmen und Speichertechnologien zur Regelung,
- die Verbesserung von Vorhersageverfahren der Wind- und PV-Stromerzeugung, um den Vorhersagefehler und damit das Bereithalten von Regelenenergie zu minimieren und die Energieeinspeisung besser planbar zu machen,
- die Weiterentwicklung verschiedener Systemkomponenten, wie beispielsweise Wechselrichter für die Netzeinspeisung, um zusätzliche Aufgaben wie z.B. Netzdienstleistungen zu erbringen,
- Realisierung von Projekten zur Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in Gebäuden, Fabriken, Kommunen und Regionen,
- Konzepte zur Nutzung der Batteriespeicher von Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen als Element des Lastmanagements und zur Bereitstellung von Regelenenergie,
- Verbesserung von Systemdienstleistungen von EE-Anlagen (z.B. Verhalten im Fehlerfall, Bereitstellung von Blindleistung etc.),
- Entwicklung innovativer Stromübertragungstechnologien,
- die optimierte Einbettung der Photovoltaik in das Niederspannungsnetz und
- eine verbesserte Zustandserkennung der Netze für die optimale Ausnutzung der vorhandenen Netze.

Förderung von F&E und Demonstrationsvorhaben zur Systemintegration ist dringend notwendig, um die Modernisierung des Energiesystems technisch umzusetzen. Denn ohne eine Weiter- und Neuentwicklung in den o. g. Bereichen kann der mittel- und langfristige Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien nicht umgesetzt werden.

6.8 Ökostrom (EE-Strom außerhalb der EEG-Vergütung)

Das EEG enthält ein Doppelvermarktungsverbot. Strom, der nach dem EEG vergütet wird, darf nicht zusätzlich als Ökostrom vermarktet werden. Separat vermarkteter Ökostrom wird also nicht nach dem EEG vergütet. Da es ein wichtiges Ziel des EEG ist, dass sich die Erneuerbaren Energien mittelfristig am Markt selbst tragen können, ist dem sich positiv entwickelnden Segment „Ökostrom“ eine zunehmende Bedeutung beizumessen. Viele Unternehmen bieten ihren Kunden inzwischen Strom an, der ausschließlich oder zu einem hohen Anteil mit Erneuerbaren Energien produziert wurde. Einzelne Stromanbieter haben sich auf dieses Segment spezialisiert. In diesem Zusammenhang ist wichtig, dass nicht alle Ökostromtarife tatsächlich zu einem Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit zu einem Umbau des Energiesystems führen. Denn noch auf absehbare Zeit dürfte allein das Angebot an Strom aus bestehenden Wasserkraftanlagen im UCTE und Nordel-Netz die Nachfrage nach Ökostrom übersteigen. Die Energieversorger können also Ökostromkunden diesen Wasserkraftstrom verkaufen, während sie anderen Kunden entsprechend höhere Anteile fossilen oder nuklearen Strom verkaufen – ohne dabei den eigenen Strommix zu ändern. Damit kann deren Nutzung die gesamten CO₂-Emissionen nicht reduzieren.

Wenn Ökostromtarife mit einem faktischen Ausbau der Erneuerbaren Energien verbunden sind, können sie grundsätzlich folgende, für die Modernisierung des Energiesystems grundsätzlich positive Wirkungen haben:

- Beitrag zur Umgestaltung des Kraftwerksparks;
- Positiver Umweltnutzen durch Reduktion der CO₂-Emissionen;
- Beitrag zur Differenzierung der Marktteilnehmer bei der Stromerzeugung (neue Stromanbieter; Durchbrechen der Oligopolstruktur);
- Gezielte finanzielle Unterstützung von Anbietern, die auf fossile und nukleare Stromproduktion verzichten (statt mit dem Strombezug die Akteure der fossilen und nuklearen Stromproduktion zu unterstützen);
- Unterstützung einer bestimmten Energiepolitik durch den neuen Stromlieferanten.

Zusätzlich zum Doppelvermarktungsverbot ist jedoch zu beachten, dass es auch Ökostromtarife gibt, die nach dem so genannten Aufpreismodell ausgestaltet sind. Hier werden Kunden oft nicht tatsächlich mit Ökostrom beliefert. Vielmehr verwenden die Anbieter die von Ihren Kunden gezahlten Aufpreise dazu, EE-Anlagen ans Netz zu bringen, für deren wirtschaftlichen Betrieb die EEG-Vergütung nicht ausreicht. Dies ist insbesondere für PV-Anlagen und kleinere Biomasse- und Wasserkraftanlagen der Fall. Hier wird also das EEG genutzt und ein zusätzlicher Ausbau generiert.

Da der Verkauf von EEG-vergütetem Strom als Ökostrom im EEG ausgeschlossen ist (Doppelvermarktungsverbot), führt ein steigender Anteil von Ökostrom zu einem wachsenden Anteil direkt vermarkteten EE-Stroms. Dies hat indirekt auch positive Auswirkungen auf die Systemintegration.

6.9 Vollversorgung von Stadtteilen, Kommunen, Kreisen und Regionen sowie Firmen und Gebäuden mit Erneuerbaren Energien

Es gibt ein wachsendes Interesse von Stadtteilen, Kommunen, Kreisen und Regionen sowie Firmen und Gebäuden, die Energieversorgung in ihrem Gebiet kurz- und mittelfristig vollständig bzw. zu einem beträchtlichen Teil auf Erneuerbare Energien umzustellen. Häufig sollen dabei verschiedene Erneuerbare Energien aus der näheren Umgebung verwendet werden, verbunden mit Anstrengungen bei der Verbesserung der Energieeffizienz. Dafür bietet bereits der EEG-Entwurf der Bundesregierung vom 5.12.2007 eine Rechtsgrundlage. Entsprechende Aktivitäten werden durch das BMU durch ein F&E-Vorhaben begleitet („Entwicklungsperspektiven für nachhaltige 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland“²⁵). Das BMELV hat zudem ein Programm zur Unterstützung von 100%-Bioenergie-Kommunen aufgelegt.

Eine Firmen-bezogene, kommunale oder regionale Vollversorgung mit EE-Strom erfordert eine umfassende Systemintegration der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Sie würde durch eine Steuerbefreiung von EE-Strom und die Unterstützung der Systemintegration deutlich erleichtert. Wegen der Kompetenzverteilung auf Bund, Länder und Kommunen und der für die Erneuerbaren Energien wichtigen Regionalplanung sind Aktivitäten vor Ort mit Beispielfunktion außerordentlich wichtig. Hierfür gibt es bereits gute Beispiele, wie etwa die Stadt Güssing in Österreich.²⁶ Mehrere Dutzend Kommunen/Regionen in Deutschland arbeiten mittlerweile an EE-Vollversorgungskonzepten. Pilotvorhaben und die Entwicklung von Umsetzungskonzepten sollten weiter und verstärkt unterstützt werden. Hierdurch können weitere Potenziale erschlossen werden und Fragen der Systemintegration und -optimierung in der Praxis durchexerziert werden.

Durch Initiativen zur EE-Vollversorgung in Stadtteilen, Kommunen, Kreisen und Regionen sowie Firmen und Gebäuden wird der Eintritt der Erneuerbaren Energien in den Markt beschleunigt und Technologien der Systemintegration kommen verstärkt zum Einsatz. Letzteres gilt insbesondere dann, wenn vorwiegend oder ausschließlich Erneuerbare Energien aus der näheren Umgebung verwendet und Synergieeffekte durch eine Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden. Solche kurzfristig realisierte Projekte haben Beispielcharakter und zeigen eine Perspektive für die Erreichung hoher Anteile Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung auf.

7 Weitere Handlungsoptionen innerhalb des EEG

Die Erschließung verschiedener Optimierungspotenziale zur Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem durch technische und organisatorische Innovationen ist heute vielfach ohne Unterstützung noch nicht betriebswirtschaftlich darstellbar. Um eine größere Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken bei weiter steigendem Anteil Erneuerbarer Energien sicherzustellen (siehe hierzu [6]), bedarf es mittel- bis langfristig der Erschließung auch dieser Potenziale. Hierfür sind zusätzliche Anreizmechanismen erforderlich. In den Kapiteln 7.1 bis 7.5 werden verschiedene möglich Handlungsoptionen dargestellt.

Die Maßnahmen müssen sich an der allgemeinen Zielsetzung einer möglichst sicheren, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Stromversorgung messen lassen. Die im Folgenden genannten Ziele konkretisieren die genannte Zielsetzung teilweise.

Grundsätzliche Überlegungen und Ziele

Wie im Eingangsteil bereits festgestellt wurde, muss im Ergebnis die Optimierung des Gesamtsystems aus konventionellen Kraftwerken und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien das Ziel sein. Um die langfristigen Ziele zur Modernisierung des Energiesystems und der Reduzierung der CO₂-Emissionen erreichen zu können, müssen auch Kombinationen von EE-Anlagen unter Berücksichtigung von Lastmanagementmaßnahmen und Speicheroptionen entwickelt und genutzt werden. Ohne regelbare EE-Kraftwerke sind hohe Anteile der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (50% innerhalb der nächsten 25 Jahre) nicht zu erreichen.

Maßnahmen zur Integration der Erneuerbaren Energien in das gesamte Energiesystem (hier insbesondere das Stromsystem) können als Instrumente der Markteinführung das entscheidende Bindeglied zwischen F&E- sowie Demonstrationsvorhaben (wie sie etwa von BMU, BMWi und BMELV unterstützt werden) und der eigenständigen Behauptung der Erneuerbaren Energien am Markt ohne finanzielle Unterstützung in größerem Umfang sein. Die Wirkung solcher Maßnahmen hängt von ihrer Ausgestaltung ab.

Dabei ist zu betonen, dass solche unterstützenden Maßnahmen bereits heute technische Entwicklungen voranbringen sollen, die mittel- bis langfristig ohnehin zur Verfügung stehen müssen, um konventionelle Kraftwerke vollständig zu ersetzen. Sie zielen darauf ab, die Erneuerbaren Energien untereinander sowie mit Speicher- und Lastmanagement zu kombinieren, um insbesondere die Entwicklung regelbarer EE-Kraftwerke mit gesicherter Leistung zu forcieren. Damit soll der Zubau von fossilen Kraftwerken reduziert werden. Unabhängig davon ist im Sinne der Optimierung des Gesamtsystems zunächst auch die Kombination von Erneuerbaren Energien mit fossilen Kraftwerken wichtig. Werden mehrere der in Kapitel 7 skizzierten Optionen ergriffen, ist sicher zu stellen, dass sie sich ergänzen und keine kontraproduktiven Anreize setzen.

Folgende Ziele sollen dabei angestrebt werden:

(a) Technologieentwicklung

(entsprechend § 1 EEG 2004 und Regierungsentwurf vom 5.12.2007)

Mittel- bis langfristig muss die Energiebereitstellung durch Erneuerbare Energien trotz des fluktuierenden Wind- und Sonnenangebotes zunehmend bedarfsgerecht regelbar sein. Die EE müssen auch dann eigenständig direkt oder indirekt Strom zur Verfügung stellen, wenn aktuell Wind und Sonne nur wenig Energie liefern. Voraussetzungen dafür sind:

- die Kopplung von EE-Anlagen untereinander und mit dem Netzsystem;
- die Weiterentwicklung und der verstärkte Einsatz von Energiespeichern;
- die Weiterentwicklung und der Einsatz von Lastmanagementverfahren in Verbindung mit Erneuerbaren Energien.

Mit Maßnahmen zur EE-Integration innerhalb des EEG sollten die o.g. technischen und administrativen Innovationen gefördert werden. Diese müssen mittel- und langfristig in Deutschland ohnehin zur Verfügung stehen, wenn hohe EE-Anteile im System erreicht werden sollen. In Ländern mit bislang unterdurchschnittlich entwickelten Energie- und Stromsystemen sind diese Technologien schon heute notwendig, wenn auf Basis eines hohen Anteils Erneuerbarer Energien eine sichere Stromversorgung garantiert werden soll. Diese Technologieentwicklung ist ferner notwendig, wenn Erneuerbare Energien eigenständig am Markt agieren sollen.

(b) Erhöhung der gesicherten Leistung mit Erneuerbaren Energien

Durch Lastmanagement, in Verbindung mit der Nutzung von Speichern und einer variablen, zur Wind- oder Solarstromproduktion komplementären Stromerzeugung aus z.B. Biomasseanlagen kann die gesicherte Leistung sowie die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems deutlich erhöht werden. Hierfür muss in zusätzliche Stromproduktionskapazität und Energiespeicher investiert werden. In Kombination mit den genannten Techniken können die EE-Sparten gemeinsam fossile und nukleare Kraftwerkskapazität ersetzen und nicht – wie bisher – überwiegend nur die Stromproduktion. Entsprechend würden die Versorgungssicherheit und andere sicherheitsrelevante Aspekte weiter deutlich erhöht (siehe Kapitel 3.4). Mit der so erreichten gesicherten Leistung und der Regelbarkeit der Anlagen werden die technischen Voraussetzungen geschaffen, bedarfsgerecht regelbar Strom zur Verfügung stellen.

(c) Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber und –hersteller

Die hohe Effizienz und Effektivität des EEG entspringt insbesondere der hohen Investitionssicherheit sowohl für Anlagenbetreiber als auch Anlagenhersteller. Dies können geeignet ausgestaltete Maßnahmen leisten. Der deutsche Anlagen- und Maschinenbau ist weltweit führend; dies gilt insbesondere auch in der EE-Branche, was sich in steigenden Arbeitsplatzzahlen widerspiegelt (derzeit rund 250.000). Die für die Systemintegration und -optimierung erforderliche Regelungs- und Steuertechnik erfordert ein Höchstmaß an Kompetenz. Hiesige Firmen sollten damit in die Lage versetzt werden, in diese Technologien zu investieren und damit auch in Zukunft führend in diesem wichtigen Segment des globalen Marktes zu bleiben (Wirtschaftsstandort Deutschland).

(d) Brückenbildung von F&E zur Behauptung am Markt

Maßnahmen zur Integration der Erneuerbaren Energien in das gesamte Energiesystem (hier insbesondere das Stromsystem) können bei geeigneter Ausgestaltung als Instrument der Markteinführung das entscheidende Bindeglied zwischen F&E- sowie Demonstrationsvorhaben (wie sie etwa von BMU, BMWi und BMELV unterstützt werden) und der Behauptung am Markt in größerem Umfang sein. Erfahrungsgemäß werden Markteinführungshilfen und Rahmenbedingungen für Investoren für eine Übergangszeit benötigt, wenn der Markt selbst keine ausreichenden Anreize setzt, da sich auch sehr gute, innovative Technologieentwicklungen auf Grund der Bedingungen in diesem Wirtschaftszweig nicht von selbst im Markt etablieren können. Das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 (StrEG) und das EEG von 2000 liefern bereits Zeugnis über die Notwendigkeit und die Erfolge dieses Konzepts (siehe EEG-Erfahrungsbericht der Bundesregierung vom 7.11.2007).

(e) Reduzierung der Netzengpassprobleme

Zusätzliche Maßnahmen im EEG zur Systemintegration können dazu führen, dass die Einspeisespitzen einer Kombination von EE-Anlagen in Verbindung mit Lastmanagement und Speichern verkleinert werden, ohne dabei die EE-Stromerzeugung insgesamt zu reduzieren. Lediglich durch Speicherung und Lastmanagement können gewisse Verluste entstehen. Damit könnte in Gebieten mit zu geringer Netzkapazität mehr EE-Strom vom Netz aufgenommen werden. Der Druck auf den unabhängig davon dringend erforderlichen Netzausbau soll dabei jedoch nicht reduziert werden. Eine teilweise Glättung der Einspeisung würde mit einer Reduzierung der Regelenergiekosten auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber einhergehen.

(f) Stärkung der Vorteile der Dezentralität der EE-Anlagen bei gleichzeitiger Optimierung des Netzverbundes

Produktion, Installation und Betrieb der EE-Anlagen erfolgen überwiegend dezentral. Damit verbundenen sind Arbeitsplätze, Kompetenz und Wertschöpfung ebenfalls regional breit verteilt, insbesondere auch im ländlichen Raum. Mit einem weiter optimierten Ausbau der EE-Stromproduktion können diese Vorteile der Dezentralität von EE-Anlagen verbunden werden mit dem Vorteil des überregionalen Netzverbundes. Es gilt, beide Ziele gleichzeitig zu verfolgen. Dies erhöht auch die Energieversorgungssicherheit und weitere Aspekte der Sicherheit (siehe Kapitel 3.4). Zusätzliche Maßnahmen zur EE-Integration können hierfür wichtige Beiträge liefern.

Ziele von weiteren Maßnahmen zur EE-Integration innerhalb des EEG können insbesondere die Technologieentwicklung in Richtung Kopplung von EE-Anlagen, Lastmanagement und Speichern, die Steigerung der gesicherten Leistung und die Schaffung der technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für bedarfsgerechte Lieferung von Strom aus EE-Systemen sein. Bei der Ausgestaltung von Maßnahmen ist neben der Effektivität insbesondere auch auf ihre ökonomische Effizienz zu achten. Solche Regelungen sollten durch die Einbindung in das bewährte System des EEG eine hohe Investitionssicherheit bieten und somit von möglichst vielen Akteuren faktisch nutzbar sein. Damit sollen sie für bestehende Akteure als Bindeglied zwischen dem F&E-Stadium und dem selbständigen Behaupten ohne finanzielle Unterstützung am Markt fungieren. Damit könnten sie regelbare EE-Kraftwerke mit gesicherter Leistung initiieren, die für die Zielerreichung einer Stromversorgung mit hohen EE-Stromanteilen mittel- bis langfristig unverzichtbar sind. Die entsprechenden Technologien würden ferner Exportchancen eröffnen; hier liegt eine Kernkompetenz des hiesigen Anlagen- und Maschinenbaus.

Im Folgenden werden verschiedene Optionen für weitere Maßnahmen zur Systemintegration innerhalb des EEG vorgestellt:

7.1 **Ausgeweitetes Einspeisemanagement**

Mit den Regelungen für das Einspeisemanagement verfolgt das EEG das Ziel, die Abschaltung von Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen, bei drohender Netzüberlastung in komplett durch EE- und KWK-Anlagen ausgelasteten Netzen auf das notwendige Minimum zu beschränken. Ferner sollte sichergestellt werden, dass insgesamt die größtmögliche Menge EE-Strom eingespeist wird. Das Einspeisemanagement soll den Zeitraum bis zur Bereitstellung der notwendigen Netzkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll überbrücken und darf nicht zu einer Verzögerung bei der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus der Stromnetze führen.

(a) Vorrang für brennstofflose Erneuerbare Energien

Der Entwurf der Bundesregierung für das EEG vom 5.12.2007 sieht vor, dabei grundsätzlich alle Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen sowie die erneuerbare und nicht-erneuerbare KWK gleich zu behandeln.

Diese pauschale Gleichbehandlung ist problematisch, denn die „brennstofflosen“ Erneuerbaren Energien Wasserkraft, Solar- und Windenergie produzieren Strom zu Grenzkosten nahe Null. Außerdem sind die Primärenergieträger Solarstrahlung und Wind nicht und Wasserkraft nur sehr begrenzt speicherbar (falls die Anlage Wasserspeicherung vornehmen kann). Biomasse- und fossile KWK-Anlagen dagegen haben Grenzkosten im Wesentlichen in Höhe der Brennstoffkosten; die jeweiligen Brennstoffe können auch relativ unproblematisch zwischengespeichert werden. In Kombination mit Wärmespeichern, d.h. bei einer Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion, können KWK-Anlagen „stromgeführt“ betrieben und somit die Einspeisung flexibel geregelt werden. Dies wird z.B. in Dänemark umgesetzt, um die fluktuierende Windeneinspeisung auszugleichen.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es daher notwendig, die Regelung des Regierungsentwurfs beim Einspeisemanagement so zu ändern, dass primär Biomasse- und fossile KWK-Anlagen abgeregelt werden, Wasserkraft-, Wind- und Solarenergieanlagen erst nachrangig.

Eine nach den Kriterien „Maximierung des Umweltnutzens und Minimierung der Gesamtkosten“ aufgestellte Reihenfolge der Abregelung in komplett durch EE- und KWK-Anlagen ausgelasteten Netzen könnte wie folgt aussehen:

1. Fossile Kraftwerke ohne KWK
2. Fossile Anlagen mit KWK
3. Biomasse Anlagen ohne KWK
4. Biomasse Anlagen mit KWK
5. Sonstige EE-Anlagen

Da fossile KWK-Anlagen und Biomassekraftwerke (mit und ohne KWK) jeweils Grenzkosten im Wesentlichen in Höhe der Brennstoffkosten haben und die jeweiligen Brennstoffe auch relativ unproblematisch zwischengespeichert werden können, können fossile KWK-Anlagen und Biomassekraftwerke (mit und ohne KWK) gleichbehandelt werden, so dass sich folgende Reihenfolge ergibt:

1. Fossile Kraftwerke (ohne KWK)
2. Biomasse-Anlagen und fossile Kraftwerke mit KWK
3. Sonstige EE-Anlagen

Eine Entkopplung der Strom- von der Wärmeproduktion bei KWK-Anlagen ist nicht in jedem Fall möglich und im seltensten Fall ohne zusätzliche Investitionen umsetzbar. Dieser Sachverhalt sollte jedenfalls bei kleineren Anlagen, die vor dem 1.4.2000 in Betrieb genommen wurden, berücksichtigt werden.

Bei großen (fossilen) KWK (Basis Dampfturbinen) ist eine Entkopplung meist anlagentechnisch vorgesehen, z.B. indem der Dampf vor oder nach der Turbine genutzt werden kann. Bei kleinen Anlagen (festes Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion) kann die Entkopplung nicht nur durch Zwischenspeicherung, sondern auch durch Installation von einfachen Heizkesseln geleistet werden (diese sind ohnehin meistens vorhanden, um Wärmespitzenlast zu decken). Sie produzieren die Wärme, die bei reduzierter Stromproduktion "fehlt".

Notwendige zusätzliche Investitionen oder Betriebskosten müssen für den KWK Anlagenbetreiber refinanzierbar sein und dürfen nicht zu Mehrbelastungen gegenüber den jetzigen Regelungen führen. Dies hätte sonst eine Dämpfung des Ausbaus der KWK zur Folge und würde die Zielerreichung der Bundesregierung (insbesondere im KWK-Bereich mit 25 % KWK Stromanteil im Jahre 2020, aber auch im Biomassebereich) gefährden.

(b) Einspeisemanagement als Instrument zur Beseitigung von Netzengpässen nutzen

Die Regelung zum Einspeisemanagement im Regierungsentwurf ist bislang nur konzipiert, um die Abschaltung von Anlagen, z.B. von Windenergieanlagen bei starkem Wind und drohender Netzüberlastung, auf das notwendige Minimum zu beschränken.

Die Regelungen zum Einspeisemanagement können aber auch dazu genutzt werden, um Netzengpässen gezielt entgegenzuwirken und gleichzeitig die maximale Menge an Strom aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen.

Zu diesem Zweck sollte die Regelung wie folgt weiter entwickelt werden:

1. Die Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, die Anlagenbetreiber unverzüglich zu unterrichten, sobald die abstrakte oder konkrete Gefahr besteht, dass ihre Anlage geregelt wird; dabei sind der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung mitzuteilen, sowie detaillierte Daten bereitzustellen, aus denen hervorgeht, dass die Netzkapazität im jeweiligen Netzgebiet vollständig mit EEG- und KWK-Strom ausgelastet sein wird. Diese Informationen sind auch im Internet zu veröffentlichen, dabei sind die betroffenen Netzregionen und der Grund für die Gefahr zu bezeichnen.

Die Ankündigung der möglichen Abregelung hat grundsätzlich spätestens am Vortag der Maßnahme zu erfolgen.

Bei der Reihenfolge der Abregelung ist darauf zu achten, dass zuerst KWK- und Biomasse-Anlagen abgeregelt werden und dann erst sonstige EE-Anlagen, soweit unumgänglich (s.o.).

2. Die Betreiber der EE-Anlagen haben dann die Möglichkeit, die Netzbelastung im erforderlichen Umfang abzusenken, zum Beispiel durch Lastmanagement oder den Einsatz von Speichern. Dabei können Betreiber-Gemeinschaften gebildet werden, die gemeinsam auf die Anforderungen des Netzbetreibers in der jeweiligen Spannungsebene reagieren können.

3. In dem Umfang in dem z.B. der Windparkbetreiber durch Ausgleichsmaßnahmen die Netzbelastung gesichert verringert, wird auf eine Drosselung des Parks bzw. des Anlagenpools verzichtet.

4. Kann der Anlagenbetreiber keine Ausgleichsmaßnahmen anbieten, erhält er im Fall der Abregelung die entgangene EEG-Vergütung (abzüglich der ersparten Aufwändung), so wie dies nach § 12 Regierungsentwurf EEG 2008 derzeit auch vorgesehen ist. Um dem EE-Anlagenbetreiber Investitionssicherheit und einen Anreiz für die Umsetzung von Ausgleichsmaßnahmen zu geben, könnte die Entschädigung auf die abgeregelte Strommenge beschränkt werden, die über 0,5% der Jahresgesamteinspeisung hinausgeht. Es ist zu prüfen, wie die energetische Nutzung der ansonsten abgeregelten Strommenge sichergestellt werden kann.

5. Erfolgt eine Abregelung, so hat der Netzbetreiber innerhalb von vier Wochen die detaillierten Daten, wie unter 1., über die tatsächliche Netzauslastung zum Zeitpunkt der Abregelung dem betroffenen Anlagenbetreiber und im Internet bekannt zu geben.

6. Gelingt es dem Netzbetreiber nicht, innerhalb einer angemessenen Frist den Netzengpass zur beseitigen, oder aktiviert er das Einspeisemanagement unangekündigt, darf er die Entschädigungszahlung nicht auf die Netznutzungsentgelte umlegen. Ausnahme: ihn trifft nachweislich kein Verschulden.

Mittel- bis langfristig müssen Stromerzeugungsanlagen, die sinnvoll regelbar sind, bei hohem Angebot und gleichzeitig niedriger Nachfrage auch abgeregelt werden können. Dies trifft auf sinnvoll regelbare EE-Anlagen, KWK-Anlagen und Kondensationsanlagen zu. Nur so sind die langfristig sehr hohen Anteile der Erneuerbaren Energien im Energiesystem effizient zu integrieren. Abregelungsverluste können klein gehalten werden, wenn Speicher- und Lastmanagement-Möglichkeiten erschlossen werden (siehe auch Kapitel 7.2).

7.2 Technologiebonus zur EE-Integration

Im EEG sind bereits mehrere Boni zur technischen Innovation eingeführt worden, insbesondere im Bereich der Biomasse. Der Regierungsentwurf des EEG vom 5.12.2007 sieht weitere Boni vor (in den Bereichen Biomasse, Geothermie und Windenergie). Ziel ist es dabei nicht, jede aufkeimende wirtschaftliche Herausforderung durch eine zusätzliche finanzielle Vergütung abzufedern, sondern eine Feinsteuerung der Technikentwicklung vorzunehmen. Damit sollen zielgenau die Potenziale erschlossen werden, die zur Optimierung des EE-Ausbaus erforderlich sind. In diesem Kontext ist es sinnvoll, auch einen Technologiebonus zur EE-Integration zu prüfen. Eine Ausgestaltung sollte so gewählt werden, dass ein solcher Bonus nicht im Widerspruch zu anderen möglichen Maßnahmen stehen, sondern im Sinne von Synergieeffekten gewünschte Entwicklungen verstärken.

(a) Überlegungen zur Ausgestaltung

Ein Technologiebonus zur EE-Integration im EEG könnte gewährt werden für die Kombination von EE-Anlagen unter Berücksichtigung von Lastmanagementmaßnahmen und Speicheroptionen zu einem Virtuellen bzw. Kombi-Kraftwerk. Er sollte technologieoffen sein. Dennoch sollten als Voraussetzung für die Inanspruchnahme eines Bonus gewisse Qualitätsanforderungen sowohl an die installierte Technik als auch an das Produkt sein. Insgesamt ist bei der Ausgestaltung darauf zu achten, dass energiewirtschaftliche Fehlanreize vermieden werden. Um für möglichst viele potenzielle Investoren, insbesondere KMU und neue Marktteilnehmer, eine hohe Investitionssicherheit zu bieten, sollte ein Technologiebonus zur EE-

Integration in das bewährte und bekannte Festvergütungssystem des EEG eingebettet sein. Das Prinzip von Technologieboni ist im EEG bereits angelegt.

Dabei könnten der Gewährung eines solchen Technologiebonus zur EE-Integration verschiedene Qualitätskriterien zu Grunde gelegt werden, beispielsweise

- die zeitliche Verschiebbarkeit der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Speichern,
- die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu bestimmten Zeiten,
- die Anmeldung einer gesicherten Leistung bzw. die Bereitstellung eines vereinbarten Leistungsbandes für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien;
- die Bereitstellung von Leistung innerhalb einer gewissen Bandbreite für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien (z. B. „5 bis 20 MW“);
- die Einhaltung eines vereinbarten Fahrplans für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien als Erzeugungscharakteristik;
- die Einhaltung einer hohen Genauigkeit bei der Einspeiseprognose für Strom aus Erneuerbaren Energien (Prognosesicherheit);
- die Erreichung einer bestimmten (Mindest-)Volllaststundenzahl (gemessen an der angemeldeten maximalen Einspeiseleistung in MW);
- die Vorhaltung von Kapazitäten zur Bereitstellung von Regelleistung durch EE-Anlagen.

Ein Technologiebonus zur EE-Integration ist im Regierungsentwurf zum EEG vom 5.12.2007 noch nicht enthalten. Er ist nicht zu verwechseln mit dem im EEG-Entwurf vorgeschlagenen Zuschlag für Systemdienstleistungen für Windenergieanlagen (siehe Kapitel 5.2 und 7.3) zur Verbesserung der Netzeigenschaften von Windenergieanlagen (Beitrag der Windenergieanlagen zur Netzsicherheit sowie zur Spannungs- und Frequenzhaltung).

In der öffentlichen Diskussion werden verschiedene Vorschläge für die Einführung von Technologieboni im EEG vorgetragen. Das BMU hält diese Vorschläge noch nicht für ausgereift, um ein Optimum der o. g. Qualitätskriterien zu erreichen.¹

¹ Siehe auch Kasten nächste Seite.

Das „4.000 Stunden Volllastmodell“ des BEE

Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) hat mit dem „4.000 Stunden Volllastmodell“ einen Vorschlag erarbeitet und vorgestellt, der auch einige der unter 7 aufgeführten Punkte aufgreift. Betreiber von Windenergieanlagen an Land sollen zu den Vergütungen für die entsprechenden Windenergieanlagen einen Bonus zur EE-Integration erhalten, wenn sie mindestens 4.000 Volllaststunden in einem Jahr erreichen. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl von Windenergieanlagen in Deutschland liegt derzeit bei rund 1.800 h/a.

Diese deutlich höhere Volllaststundenzahl kann erreicht werden, indem mehrere Windenergieanlagen kombiniert werden mit beispielsweise Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen, Lastmanagementmaßnahmen oder Energiespeichern. Die maximal einzuspeisende Leistung soll dabei unter der Summe der Leistung aller kombinierten Anlagen liegen. Bei Starkwind kann die Einspeiseleistung von allen betroffenen Anlagen durch Lastmanagement, die Nutzung von Speichern oder durch Biomasse- und Wasserkraftanlagen, die mit niedriger Leistung gefahren werden, begrenzt werden. Bei Schwachwind kann durch Erhöhung der Leistung von Biomasse- oder Wasserkraftanlagen, Lastmanagementmaßnahmen oder Einspeisung aus Speichern die Windflaute ausgeglichen werden, so dass insgesamt keine EE-Stromproduktion verloren gehen muss. Möglich ist auch die Auslegung von Windenergieanlagen dergestalt, dass sie allein eine deutlich höhere Volllaststundenzahl erreichen. Alle diese Maßnahmen würden zu einer teilweise Vergleichmäßigung der Einspeisung führen und es damit ermöglichen, in Gebieten mit nicht ausreichender Netzkapazität mehr EE-Strom ins bestehende Netz einzuspeisen und die verfügbare sichere Kraftwerksleistung der Erneuerbaren Energien zu erhöhen.

BEE geht bei diesem Modell davon aus, den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die Möglichkeit einzuräumen, selbst mitzubestimmen, wann bestimmte Anlagen mit höherer oder niedrigerer Leistung „gefahren“ werden oder die Anlagenbetreiber an hohen Börsenpreisen teilhaben zu lassen. Als Höhe dieses Bonus zur EE-Integration werden vom BEE 2 ct/kWh genannt.

Trotz einer Reihe viel versprechender Aspekte dieses Ansatzes werden allerdings auch verschiedenen Nachteile gesehen. So bestehen beim 4.000 Stunden Volllastmodell die Gefahren, dass es

- mit dem bestehenden System der entflochtenen Energiewirtschaft nicht vereinbar ist,
- bei einer Beteiligung am Börsenpreis erhebliche Mitnahmeeffekte gibt,
- zu partiellem Missbrauch führen könnte (wegen der Ankopplung an Volllaststunden),
- dazu führen könnte, dass gerade wegen der Orientierung an Volllaststunden vorhandene EE-Potenziale aufgrund kontraproduktiver Anreize nicht optimal genutzt werden,
- nicht optimal und effizient und zu teuer im Vergleich zu anderen Optionen für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung ist.

Das BEE 4.000 Stunden Volllastmodell beabsichtigt, die Volllaststundenzahl von WEA durch eine Kombination von EE-Anlagen mit anderen steuerbaren Anlagen zu verdoppeln. Insgesamt besteht die Gefahr, dass neben positiven Effekten auch ineffiziente Strukturen unterstützt werden könnten, die die Einbindung der Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem z.T. eher erschweren.

7.3 Erbringung von Systemdienstleistungen durch alle EE-Anlagen

Die unter 5.2 beschriebene, im EEG-Entwurf bereits vorgesehene Festschreibung von Standards für Windenergieanlagen ist kurzfristig umzusetzen. Perspektivisch sollten auch die anderen Erneuerbaren Energien verstärkt Systemdienstleistungen übernehmen, da mit höheren EE-Anteilen an der Stromerzeugung zunehmend konventionelle Erzeugung verdrängt wird und somit als Systemdienstleister nicht mehr zur Verfügung steht. Damit werden EE-Anlagen zukünftig stärker zur Netzsicherheit beitragen müssen.

Eine Erweiterung der Anforderungen an Systemdienstleistungen auf mehrere EE-Sparten ist mittel- bis langfristig notwendig, um die Stabilität des Gesamtsystems zu gewährleisten.

7.4 Verbesserung der optionalen Direktvermarktung unter definierten Rahmenbedingungen

§ 66 Abs. 1 Nummer 6 Buchstabe b des Regierungsentwurfs für das EEG 2009 enthält eine Verordnungsermächtigung zur Regelung der optionalen Direktvermarktung (siehe Kapitel 5.5).

Mit der Verordnung soll eine stärkere Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgen, als sie in § 17 des Regierungsentwurfs angelegt ist. Denn eine wesentliche langfristige Zielsetzung des EEG ist, dass die technologisch ausgereiften Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger vollständiger Internalisierung der externen Kosten konventioneller Energieträger und einer erfolgreichen Liberalisierung der Strommärkte selbständig auf den Märkten bestehen können.

Neben der Degression der Stromerzeugungskosten setzt dies auch voraus, dass die EEG-Stromerzeuger über das notwendige Wissen und die Partner verfügen, um unter den komplexen Abläufen der Strommarktes agieren zu können. Eine zentrale politische Zielsetzung ist die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor auf mindestens 30 Prozent im Jahr 2020. Ein derart hoher Anteil von EEG-Strom hat erhebliche Rückwirkungen auf den Betrieb des Stromsystems und die Marktsituation. Die Ausschöpfung der Verordnungsermächtigung für einen optional gleitenden Anreiz eröffnet den Erneuerbaren Energien die Möglichkeit, bei begrenzten Risiken und Chancen Erfahrung auf den Strommärkten zu sammeln und bietet die Voraussetzung für neuartige Akteurswechselbeziehungen, z.B. zwischen EE-Strom-Erzeugern, -Händlern, -Lastmanagementanbietern etc. Es ist zu erwarten, dass über Preissignale der Strommärkte kostengünstige Optionen für die Systemintegration aktiviert werden können.

Eine optionale Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien sollte mit einer Marktprämie angereizt werden. Im Gegenzug sollen Anlagenbetreibende mindestens für den Zeitraum von einem Monat auf den Vergütungsanspruch nach dem EEG verzichten, um langfristig gesehen ohne Förderung auf dem Markt bestehen zu können.

Für besonders innovative kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sollen flankierende Maßnahmen ergriffen werden, die ihnen die Teilnahme an der Direktvermarktung erleichtern. Bürgschaften und die Möglichkeit, nur anteilige Strommengen direkt zu vermarkten, sollen ihr Risiko begrenzen. Ohne diese flankierenden Maßnahmen besteht die Gefahr, dass KMU nicht an der Direktvermarktung teilnehmen und damit bei den Erneuerbaren Energien das herrschende energiewirtschaftliche Oligopol die Oberhand gewinnt.

Die Differenzkosten zwischen dem Marktpreis und den jeweiligen EEG-Vergütungen sollen kostenneutral durch eine Prämie ausgeglichen werden. Für die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien, die ihren Strom nicht direkt vermarkten können oder wollen, sollte sich

dabei nichts ändern. Sie sollten – wie bislang – in vollem Umfang Anspruch darauf haben, dass der nächstgelegene Netzbetreiber den Strom abnimmt und vergütet.

Eine bessere Regelung der optionalen Direktvermarktung im EEG (zeitweises Aussetzen der EEG-Vergütung, weil am Markt ein höherer Preis erzielt werden kann) könnte derzeit mögliche Mitnahmeeffekte begrenzen und den schrittweisen Weg der Erneuerbaren Energien in den Markt beschleunigen. Damit kann in gewissem Umfang indirekt auch die Systemintegration gefördert werden.

7.5 Allgemeine Ausgleichsregelung

Den gegenwärtigen bundesweiten Ausgleichsmechanismus des EEG (§ 14 EEG) kritisieren viele Akteure als wenig transparent und wenig marktorientiert. Darüber hinaus beklagen sie Unsicherheiten in der Prognose der tatsächlichen EEG-Einspeisungen und der deshalb zu bewältigenden Strom- und Mittelflüsse. In der Folge würden negative Liquiditäts- und Finanzierungseffekte über einen Zeitraum von bis zu zwei Jahren entstehen. Darüber hinaus wird das EEG-Band in vollem Umfang dem Markt entzogen.

Der EEG-Ausgleichsmechanismus sollte optimiert werden. In Zukunft sollten Stromvertriebe nicht mehr verpflichtet sein, den Strom abzunehmen und zu vergüten; der physikalische Ausgleich zwischen Übertragungsnetzbetreibern und den Vertriebsunternehmen sollte entfallen. Stattdessen sollte der EEG-Strom (übergangsweise) von den Übertragungsnetzbetreibern direkt am Strommarkt veräußert werden.

Verbesserungen bei der Allgemeinen Ausgleichsregelung sind für eine bessere Marktintegration Erneuerbarer Energien wichtig und können die Effizienz des Gesamtsystems erhöhen.

Anhang:

EEG-Erfahrungsbericht 2007, Kabinettsbeschluss vom 7.11.2007, Kapitel 12, www.erneuerbare-energien.de; (Bundestagsdrucksache 16/7119 vom 9.11.2007)

8 Quellen / Literatur

¹ BMU 2007: Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (www.erneuerbare-energien.de); Unterrichtung durch die Bundesregierung - Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht 2007) - Deutscher Bundestag, 16. Wahlperiode, BT-Drucksache 16/7119 vom 9.11.2007.

Aktualisierung von Kapitel 13 (Besondere Ausgleichsregelung - § 16 EEG) des EEG-Erfahrungsberichts vom 07.11.2008. Stand: 24. April 2008.

² Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. 5.12.2008 (www.erneuerbare-energien.de); BT-Drs. 16/8148 vom 18.02.2008.

³ BMU 2008: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007. Stand 12. März 2008 (www.erneuerbare-energien.de);
BMU 2008: Strom aus Erneuerbaren Energien – Was kostet er uns wirklich? Stand April 2008 (www.erneuerbare-energien.de).

⁴ Nitsch, J / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik: „Leitstudie 2007“. Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Februar 2007 (www.erneuerbare-energien.de).

⁵ Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) / Bosch & Partner GmbH / Deutsche Windguard GmbH / Fichtner GmbH & Co. KG / Gentechnische Vereinigung-Service GmbH / Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES) / Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien / Wuppertal Institut für Umwelt, Klima, Energie GmbH (WI): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. November 2007 (www.erneuerbare-energien.de).

Dieselben: 3. Zwischenbericht. Aktualisierung von Kapitel 6: Strom aus Windenergie (§ 10 EEG) (WindGuard), März 2008 (www.erneuerbare-energien.de).

⁶ Adelphi Consult & Wuppertal Institut 2007: Die sicherheitspolitische Bedeutung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Endbericht – FKZ 904 97 324 (www.erneuerbare-energien.de).

⁷ Der Marktwert der veröffentlichten Windenergieeinspeisung lag im Jahr 2007 rund 12 Prozent unter dem durchschnittlichen Marktpreis (Phelix Day Base). Dieser Wert wurde durch stundenscharfe Multiplikation der Windeinspeisung mit den Marktpreisen ermittelt und ist somit ein entsprechend der Einspeisung gewichteter Mittelwert.

⁸ Siehe hierzu u.a.:

Hintergrundinformationen zum EEG-Erfahrungsbericht 2007. Vertiefte Darstellung ausgewählter Kosten- und Nutzenaspekte und Entwicklung bis 2020/30 nach dem EEG-Erfahrungsbericht gemäß Beschluss des Bundeskabinetts vom 7.11.2007; ergänzt um mögliche Kostenwirkungen des Regierungsentwurfs zur EEG-Novelle gemäß Beschluss des Bundeskabinetts vom 5.12.2007 (www.erneuerbare-energien.de).

Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Untersuchung im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung Karlsruhe, Juni 2007.

Sven Bode und Helmuth-M. Groscurth. Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten. Eine Analyse von EEG und Zertifikatsmodellen im Kontext der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Discussion Paper. Hamburg, März 2008.

⁹ Elfried Evers, BET, anlässlich eines Workshops in Würzburg am 7. März 2008.

¹⁰ http://www.jahreskonferenz.de/fileadmin/ee08/vortraege/ee08_albers.pdf (Folien 27 und 28); <http://www.eon-avacon-netz.com/Default.aspx?id=89&ch=2>; http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-

netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/law/law_eeg/law_eeg.jsp.

¹¹ Bericht der Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 a EnWG vom 08.01.2008.

¹² Sondergutachten nach § 62 Abs. 1 EnWG: Strom und Gas 2007, Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung.

¹³ Bundeskartellamt, Sachstandspapier vom 20.3.2006, B 8 88/05, S. 1 (2).

¹⁴ Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur „Eckpunkte für die Direktvermarktung von EEG-Strom“ veröffentlicht, mit der de facto ein Mindestausstiegszeitraum von einem Monat festgelegt wird.

¹⁵ Abschlussbericht des Vorhabens "Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt" www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40902/20049/.

¹⁶ Monitoringbericht der Bundesnetzagentur.

¹⁷ Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz. BT-Drs. 16/6532 vom 28.9.2007.

¹⁸ Jörg Strese, STEAG: Dezentrale Beiträge zum Regelenergiemarkt in Deutschland. Vortrag auf der 3. Fachtagung „Dezentrale Energiesysteme“ auf der Clean Energy Power 2007. www.izes.de/cms/publikationen/symposien-kongresse/beitraege-aus-symposien-und-kongressen.html.

¹⁹ In den USA gibt es keine Stromsteuer. Der „production tax credit – PTC“ kann von den Betreibern von Windenergieanlagen in Anspruch genommen werden. Damit wird die Einkommen- bzw. Gewerbesteuer pro produzierter kWh Strom aus Windenergie im Wert von derzeit 0,02 US\$ gesenkt.

²⁰ Wisser, Bolinger, Barbose, November 2007: Using the federal Production Tax Credit to Build a Durable Market for Wind Power in the United States. Berkeley.

Allan T. Marks, September 2007: Energy Politics And Economic Effects Of The PTC. In North American Windpower.

²¹ Hochrechnung von Zahlen aus 2006 nach Bundestag-Drucksache 16/1268.

²² Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG). Beschluss des Bundeskabinetts vom 5.12.2008. BR-Drs. 9/08 (www.erneuerbare-energien.de).

²³ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Januar 2008: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007, Köln. Seite 22.

²⁴ Martin Pehnt, Ulrich Höpfner (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg – ifeu) und Frank Merten (Wuppertal-Institut für Klima, Energie und Umwelt), November 2007: Elektromobilität und erneuerbare Energien. Arbeitspapier 5 im Rahmen des Projekts „Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ sowie im Beratungsprojekt „Beratungsleistungen sowie Erarbeitung von Stellungnahmen Kurzgutachten für das Bundesumweltministerium zu systematischen und ökologischen Fragestellungen im Zusammenhang mit der Fortentwicklung einer Gesamtstrategie zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien“ (www.erneuerbare-energien.de).

²⁵ Siehe www.deenet.de.

²⁶ Siehe www.eee-info.net/deutsch.php?bereich=model.