Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 105 (2014)
Heft: 5

Artikel: Energiewende im liberalisierten Strommarkt
Autor: Worm, Heike / Berner, Stephanie / Schemde, Arndt von
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856243

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 01.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Energiewende im liberalisierten Strommarkt

Markt-, Netz- und Systemintegration von erneuerbaren Energien

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 müssen die erneuerbaren Energien in den geöffneten Strommarkt integriert werden. Dies erfordert Eingriffe auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen. Es zeigt sich, dass nicht alle Instrumente in gleichem Mass dazu geeignet sind. Der vorliegende Artikel diskutiert die Lösungsansätze der Schweiz und wirft einen vergleichenden Blick auf die Situation in Norwegen, das bereits Erfahrungen mit einer integrierten Sichtweise des Stromsystems hat sammeln können.

Heike Worm, Stephanie Berner, Arndt von Schemde

Das Stromversorgungsgesetz soll eine «sichere Elektrizitätsversorgung» und einen «wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt» bezwecken. [1] Die Liberalisierung des Strommarktes hat das Ziel, Wettbewerb zwischen den Produzenten, Händlern und Lieferanten zu schaffen, um so den Konsumenten langfristig eine günstige Stromversorgung zu ermöglichen. Im Unterschied zum Monopol haben die Anbieter im geöffneten Markt aufgrund des Wettbewerbs Anreize zur Effizienzsteigerung und zur Weitergabe von Kostensenkungen an die Konsumenten. Als Monopole verbleiben die Netze, deren Nutzung spezifisch reguliert wird, sowie der Systemdienstleister, der in einem definierten Gebiet die Netzstabilität gewährleistet. Die Regulierung in den Monopolbereichen soll zwei Anforderungen erfüllen: Einerseits einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten und andererseits einen funktionierenden Markt in den Wettbewerbsbereichen unterstützen. [2]

Neben der Sicherheit der Versorgung und der Effizienz der Märkte hat mit der nach Fukushima überarbeiteten Energiestrategie das Ziel der Umweltverträglichkeit eine neue Dimension erhalten (Bild 1). Ökonomisch steht hinter der Umweltverträglichkeit das Prinzip, die sogenannten externen Kosten der Energieversorgung, die aufgrund negativer Auswirkungen auf die Umwelt entstehen, zu internalisieren. Bilden die Produktionskosten der Erzeuger die Auswirkungen auf die Umwelt nicht ab, wird die Energie gesamtwirtschaftlich gesehen zu billig angeboten. Theoretisch kann die Effizienz durch Regulierungseingriffe erhöht werden, wenn es gelingt, die Kostenrelationen der Produzenten so zu beeinflussen, dass alle externen Kosten in den Marktentscheidungen enthalten sind. Allerdings ist in der Praxis das Ausmass der externen Kosten und der erforderlichen Internalisierung nicht bekannt.

Herausforderungen der Energiestrategie 2050

Wesentliche Eckpfeiler der Energiestrategie wurden entwickelt, nachdem die Strommarktöffnung in Angriff genommen worden war. Die aktuelle Energiepolitik bewegt sich daher in einem Strommarktumfeld, welches durch die Liberalisierung und die damit einhergehende entbündelte Sichtweise der Wertschöpfungsstufen geprägt ist. Mit der überarbeiteten Energiestrategie 2050 werden für verschiedene Wertschöpfungsstufen zahlreiche Regelwerke erstellt, welche sich auch auf andere Wertschöpfungsstufen auswirken. Insbesondere ergeben sich neue Herausforderungen für die Markt- und Netz- sowie Systemintegration von erneuerbaren Energien (Bild 2). Um die Kosten der Energiewende möglichst gering zu halten, müssten die Produzenten von erneuerbaren Energien zu Zeiten einspeisen, in denen die Energie nachgefragt wird (Marktintegration), und an Orten, an denen sie gebraucht wird (Netzintegration). Ebenfalls ist eine möglichst genaue Prognose erforderlich, um zusätzliche Kosten der Systemstabilisierung zu vermeiden (Systemintegration). Um alle energiepolitischen Ziele erreichen zu können,

Autoren

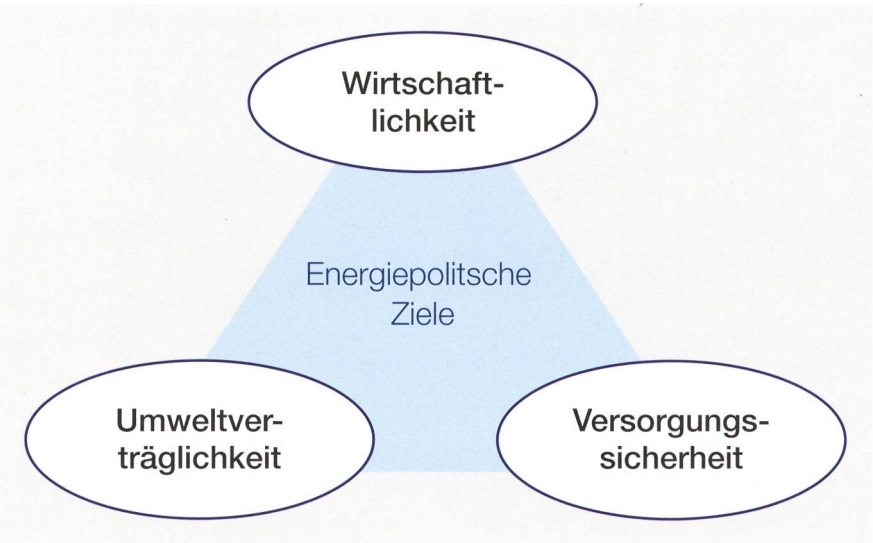


Bild 1 Energiepolitische Ziele.
Das Ziel der umweltverträglichen Energiebereitstellung steht in Wechselwirkung mit den übrigen energiepolitischen Zielen. Die gewählten Instrumente zur Verfolgung der Umweltverträglichkeit beeinflussen vor allem die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems und damit die Kosten der Elektrizitätsversorgung und die kurz- und langfristige Versorgungssicherheit.

Autoren

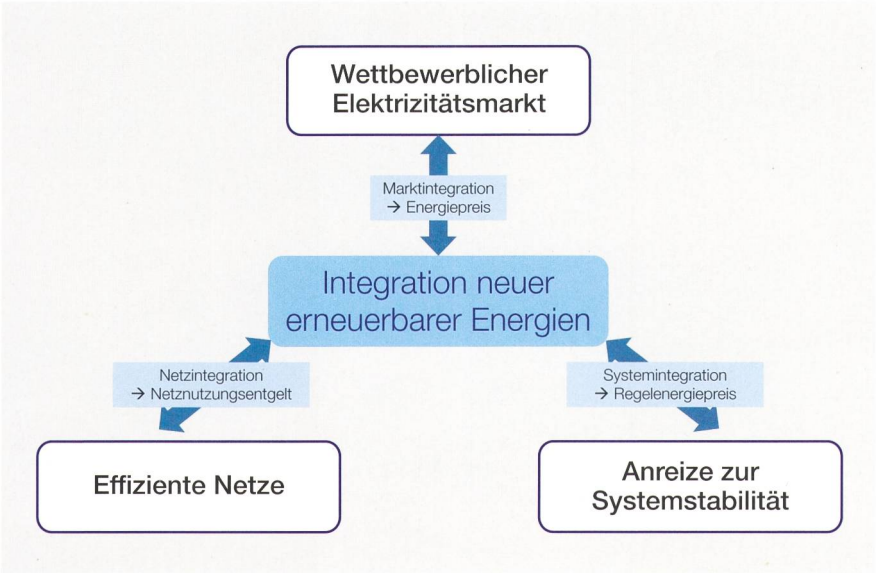


Bild 2 Integration neuer erneuerbarer Energien in den (teil-)liberalisierten Markt.
Die Regulierungs- und Förderinstrumente beeinflussen die Koordinationsmechanismen und damit die Preise und Kostentragung auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen. Dies führt zu einem unterschiedlichen Ausmass der Netz-, Markt- und Systemintegration und beeinflusst neben der Umweltverträglichkeit der Elektrizitätsversorgung auch die Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

müssen die Instrumente so gewählt werden, dass Zielkonflikte möglichst aufgelöst werden.

Vor diesen Herausforderungen stehen sämtliche Länder mit geöffnetem Strommarkt, die einen Umbau der Erzeugungslandschaft in Angriff nehmen. Die energiepolitischen Ziele werden dabei unterschiedlich stark gewichtet bzw. es wird dem Zusammenhang zwischen den Wertschöpfungsstufen in unterschiedlichem Ausmass Rechnung getragen. Neben der Frage nach den konkreten Förderinstrumenten und deren Einfluss auf die Marktnähe der Produktionsentscheidungen von Erzeugern erneuerbarer Energien stellen sich auch Fragen der Netzkostentragung und der Tragung der Kosten der Systemstabilität. In der Schweiz hat die diesbezügliche Diskussion erst begonnen. Andere Länder, wie z.B. Norwegen, haben bereits Erfahrungen mit einer integrierteren Sichtweise des Stromsystems bei der Kostentragung gesammelt.

Marktintegration

Ohne Förderung bestimmter Produktionsformen ergibt sich der Strompreis auf dem Grosshandelsmarkt aufgrund von Angebot und Nachfrage. Produzenten bieten nur zu den Zeiten Strom an, zu denen der Preis ihre Produktions-(Grenz-)kosten übersteigt. Dies wird von rationalen Investoren bereits beim Investitionsentscheid berücksichtigt. Fördersysteme, bei denen die Preissignale für die Investitions- und Produktionsentscheidung der Produzenten nicht relevant sind, führen bei grossen Mengen erneuerbarer Energien zu einer Verzerrung der Marktpreise. Die Verzerrung ergibt sich selbst dann, wenn die gesamte Förderhöhe aufgrund der externen Effekte volkswirtschaftlich zu rechtfertigen wäre. Dadurch werden die Investitions- und Produktionsentscheidungen von anderen nicht geförderten und auch geförderten Anlagen beeinflusst, was letztlich einen für die Versorgung suboptimalen Kraftwerkspark zur Folge hat.

Einspeisevergütungssysteme

Die Gefahr von Preisverzerrungen besteht beispielsweise bei Einspeisevergütungssystemen, bei denen die Produktionsmenge über den Marktpreis hinaus entlohnt wird. Nachdem das anfängliche Einspeisevergütungssystem in Deutschland zeitweise zu enormen Verzerrungen der Elektrizitätsmarktpreise geführt hatte, versuchte man mit der Einführung des Marktprämienmodells im Januar 2012, die Marktorientierung des Systems zu erhöhen. In diesem modifizierten Einspeisevergütungssystem ermöglicht man den Produzenten, von hohen Marktpreisen zu profitieren, wobei technologiespezifische Fördersätze zugrunde gelegt werden. Ein ähnliches System wird auch für die Schweiz diskutiert. [3] Die Fördersätze sind dabei technologiespezifisch.

Grundsätzlich können Vergütungsmodelle mit Einspeisetarif auch technologieneutral gestaltet werden, wie es z.B. in Grossbritannien ab 2020 vorgesehen ist. [4] Die Technologieneutralität hat den Vorteil, dass nur die effizientesten Technologien zu den geringsten Kosten gefördert würden. Die Entscheidung, ob die Fördersysteme technologieneutral ausgestaltet werden, hängt unter anderem vom vermuteten Potenzial der erneuerbaren Energien, vom technologischen Stand und von politischen Entscheidungen ab.

Grünstromzertifikate

Schweden und Norwegen, welche über ein relativ grosses Potenzial an erneuerbaren Energien verfügen, verfolgen einen alternativen Förderansatz. Zur Förderung erneuerbarer Energien werden dort Grünstromzertifikate eingesetzt. Im Gegensatz zu Systemen mit Einspeisetarif wird hier nicht der Preis, sondern die Menge von erneuerbaren Energien vorgegeben. Jeder Verbraucher muss eine bestimmte Menge Grünstrom abnehmen, wobei die Mengensteuerung für die meisten Verbraucher über die Versorgungsunternehmen bzw. Lieferanten abgewickelt wird. Der Preis bildet sich am Markt für Zertifikate für eine bestimmte Menge an Grünstrom. Die Produzenten erhalten zusätzlich zum Marktpreis einen Aufpreis, der aus dem Verkauf der Zertifikate erlöst wird. Elektrizitätsversorger und bestimmte Verbraucher sind verpflichtet, ihre Zertifikate und ihre Strommenge der Energieagentur zu melden. Diese kann dann prüfen, ob die Zertifikatsverpflichtungen erfüllt werden. Die Zertifikate werden an der Nordic Power Exchange oder bilateral gehandelt. Zertifikate, die eingesetzt wurden, um die Quote zu erfüllen, werden gelöscht. Wird die Grünstromquote nicht erreicht, ist eine Strafzahlung fällig (150 % des Durchschnittspreises für die Zertifikate). Die Zertifikate sind technologieneutral ausgestaltet. Grundsätzlich wäre aber auch denkbar, bestimmte Produzenten für die gleiche Energiemenge mit mehr oder weniger als einem Zertifikat zu entschädigen, so dass das System technologiespezifisch ausgestaltet wäre. Dies wurde in Grossbritannien 2009 umgesetzt.

Ob die angestrebten Quoten mit der Förderung der erneuerbaren Energien mittels Zertifikaten tatsächlich erfüllt werden können, hängt entscheidend von der konkreten Ausgestaltung des Systems ab. Während die Regulierung in Grossbritannien einer Untererfüllung der Quote begegnen muss, ist in Norwegen und Schweden derzeit die Übererfüllung der angestrebten Quote und der damit einhergehende potenzielle Preiskollaps des Quotenmarktes die grosse Sorge der

Investoren in erneuerbare Energien. Das Beispiel des Preiszerfalls im EU-Emissionshandelssystem (ETS) zeigt auf, welche Auswirkungen eine Überallokation von Emissionsrechten auf Zertifikatspreise haben kann.

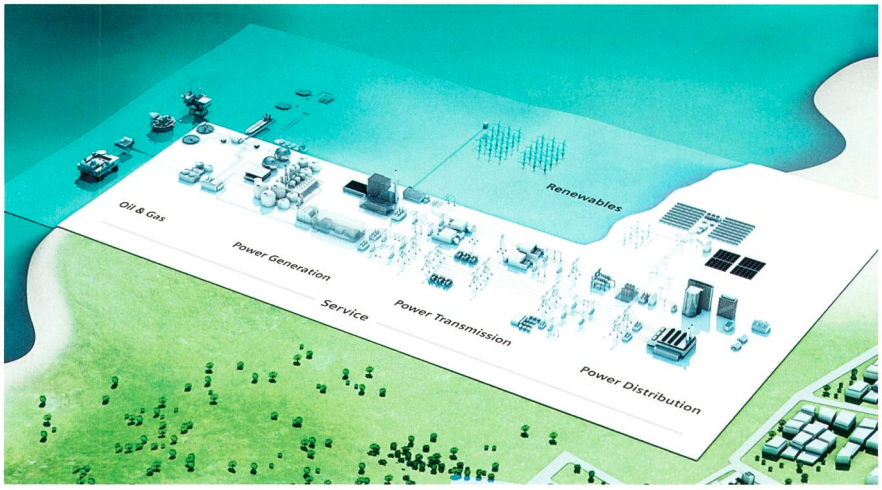
Bei der Marktintegration ist weiter zu beachten, ob unter den bestehenden Marktbedingungen der Preisbildungsmechanismus die jederzeitige Verfügbarkeit einer ausreichenden Produktionskapazität gewährleistet. Reichen die Preissignale nicht aus, können flankierende Massnahmen (Kapazitätsmärkte) erforderlich werden.

Netzintegration

Vor der Marktliberalisierung wurde der Strom von integrierten Stromunternehmen produziert und zum Endverbraucher gebracht. Die Versorgungsunternehmen konnten die Netze und Produktionsanlagen in Abhängigkeit von der Verteilung der Nachfrage im Versorgungsgebiet planen. Dabei stand die Möglichkeit offen, Produktionsstandort und Erzeugungsart unter Berücksichtigung der Netzkosten und des Redispatching zu optimieren. Im liberalisierten Markt muss der Markt die Koordinationsfunktion übernehmen.

Kostentragung durch Endverbraucher

Der Zubau an erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt kann zu einem Problem für die Gesamteffizienz des Stromsystems führen, wenn grosse Mengen zugebaut werden, ohne dass für die Produzenten Anreize bestehen, ihre Produktionsstandorte räumlich und gegeben der zeitlichen Stromnachfrage zu optimieren. Mit der Abnahmeverpflichtung für erneuerbare Energien sind die Netzbetreiber verpflichtet, die entsprechenden Vorkehrungen zu treffen, den Abtransport der Energie jederzeit zu gewährleisten. Ohne Anreize für die Produzenten, die Engpasssituationen und andere Netzkostenfolgen bei ihren Standort- und Produktionsentscheidungen zu berücksichtigen, werden zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur nötig, und es entstehen Kosten für das Redispatching. Dies hat Mehrkosten für die Allgemeinheit der Netznutzer zur Folge, denn in der Schweiz werden die Netzkosten grundsätzlich von den Endverbrauchern getragen. StromVG bzw. Netznutzungsmodell sehen nur eine rudimentäre Kostenbeteiligung von Produzenten vor. Es besteht die Möglichkeit, unverhältnismässige Mehrkosten des Anschlusses, Betriebs oder der Erneuerung des Anschlusses von Erzeugungseinheiten in einem angemessenen Umfang durch die Erzeuger tragen zu lassen. Die Abgeltung von Kosten für Netzverstärkungen, die durch Einspeisungen erneuerbarer Energien verursacht werden, kann von den Verteilnetzbetreibern in der Schweiz bei der ElCom beantragt werden. [5] Verrechnet werden diese Kosten von der Swissgrid über die allgemeinen Systemdienstleistungen. Diese Kosten werden damit durch alle Endverbraucher in der Schweiz finanziert. Kosten von Redispatching-Massnahmen, die ergriffen werden, um physische Engpasssituationen im Netz zu umgehen, werden über die Netznutzungsentgelte von den Endverbrauchern getragen.



Siemens

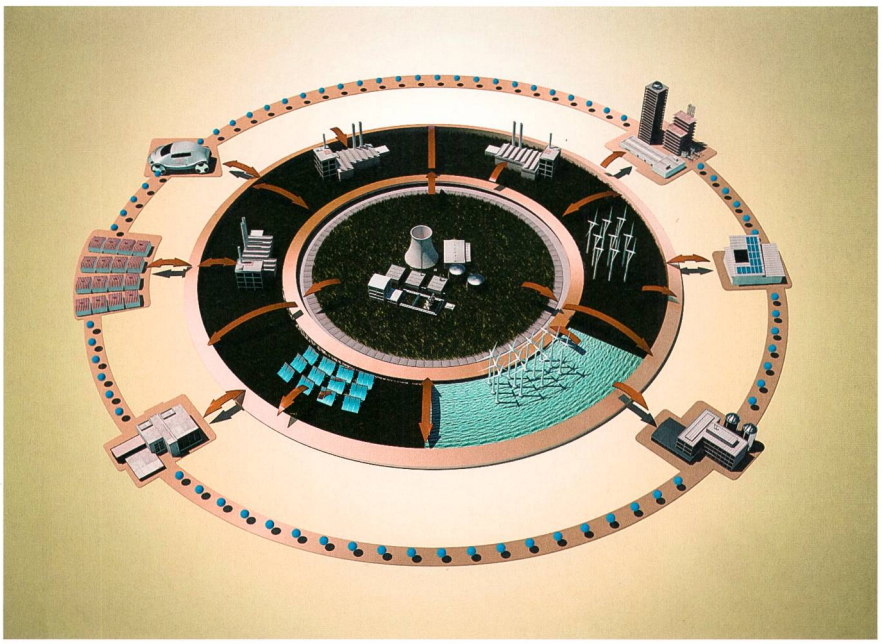


Bild 3 Anstelle der klassischen Wertschöpfungskette der elektrischen Energie (oben) tritt zunehmend ein vernetztes, dezentralisiertes System (unten). Die Komplexität des Systems stellt im liberalisierten Markt nicht nur eine technische, sondern auch eine regulatorische Herausforderung dar.

Beteiligung der Produzenten an der Kostentragung

In Norwegen bezahlen Produzenten sowohl einen ortsunabhängigen Tarif (G-Komponente) als auch einen ortsspezifischen Tarif (marginale Verlustkomponente). Letzterer kann sich in der Grössenordnung ± 15 % multipliziert mit dem Strompreis bewegen. Strom, der an einer für das Netz günstigen Stelle eingespiesen wird, erhält also eine Tarifreduktion auf den Fixpreis für die Netznutzung. Somit fliessen Netzkosten in den Standortentscheid der Produzenten ein und spiegeln sich im Grosshandelspreis wider.

In Norwegen und Schweden nutzt man ausserdem Preiszonen, um Engpässe im Netz zu adressieren. Während Schweden vier fixe Preiszonen hat, hat

Norwegen ein System mit flexiblen Preiszonen. Hintergrund ist, dass man in Schweden permanente Engpässe zwischen Norden und Süden hat, die in den Preiszonen berücksichtigt werden, während sich die Engpässe im norwegischen System häufig mit den Pegeln der Wasserkraftwerke und der Verfügbarkeit des norwegischen Übertragungsnetzes verändern. In einem normalen hydrologischen Jahr kann man nur geringe Preisunterschiede zwischen den Preiszonen beobachten. In Perioden mit grossen Ungleichgewichten können diese durchaus signifikant ausfallen. Der Unterschied zum Redispatching ist, dass sich die Kosten der Engpässe nicht sozialisiert in der Netznutzung, sondern verursachergerechter in den Grosshandelspreisen niederschlagen. Sinnvoll ist dies, wenn der Markt in den Zonen liquide genug ist und die eingesparten Kosten für die Netzbereitstellung und das Redispatching nicht durch Hedging-Kosten überkompensiert werden. Inwiefern differenzierte regionale Preise erforderlich sind, hängt – wie die Beispiele Norwegen und Schweden zeigen – von den konkreten Netz- und Produktionsgegebenheiten bzw. deren -entwicklung ab.

Systemintegration

Um jederzeit einen Ausgleich zwischen eingespiesener und ausgespiesener Energie zu gewährleisten, stellt der Systemdienstleister (i.d.R. der Übertragungsnetzbetreiber) Regelenergie bereit, die er am Markt beschafft. Der Bedarf an Regelenergie ist umso grösser, je weniger gut Angebot und Nachfrage nach Strom in den Fahrplänen prognostiziert werden und je grössere Ungleichgewichte daraus resultieren. Damit Produzenten einen Anreiz zu systemstabilisierendem Verhalten haben, müssen die Kosten der abgerufenen Regelenergie in Abhängigkeit von der Fahrplanabweichung und der Systemauswirkung verursachergerecht über die Bilanzgruppen als Ausgleichsenergie verrechnet werden. In der Schweiz wird die Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien (BG-EE), welche u.a. die Energie von KEV-Stromproduzenten verwaltet, aus dieser Verrechnungssystematik ausgenommen. Anlagen, die über die KEV gefördert werden, müssen die Ausgleichskosten damit nicht selbst tragen. Die Kosten zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität, die durch KEV-Anlagen verursacht werden, werden über die Abgeltungen der BG-EE sozialisiert. Die Anlagenbetreiber tragen damit keine Verantwortung für die Produktionsplanung. In Norwegen tragen alle Produzenten Ausgleichsenergiekosten, z.B. auch für Windstrom. Viele Anlagenbetreiber nehmen dort Dienstleister in Anspruch, die sie bei der Erstellung und Einhaltung der Fahrplanprognose unterstützen.

Fazit

Werden bei der Förderung der erneuerbaren Energien die Auswirkungen auf die Netze, den Markt und die Systemstabilität unzureichend berücksichtigt, besteht die Gefahr, dass die Effizienzziele der Marktliberalisierung und der Netzregulierung nicht erreicht werden. Dies gefährdet letztlich die Versorgungssicherheit bzw. Systemstabilität. Zudem kann eine möglichst gute Integration der Produktionsanlagen dazu beitragen, die Kosten der Energiewende überschaubarer zu halten. Verschiedene Förderinstrumente und Ausgestaltungen der Netzregulierung unterstützen diese effiziente Einbindung der erneuerbaren Energien in den Strommarkt besser resp. weniger gut.

Die Ausführungen zeigen, dass es unterschiedliche Ansätze gibt, die Funktionsfähigkeit der einzelnen Wertschöpfungsstufen im Zuge der Integration von erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Im Vergleich zum norwegischen Ansatz setzt der aktuelle schweizerische Ansatz verstärkt auf regelnde Eingriffe und auf die Sozialisierung der Kosten. Der norwegische Ansatz ist eher darauf ausgerichtet, die Koordinationsfunktion des Marktes zwischen den Wertschöpfungsstufen spielen zu lassen. Wie weit der Markt oder die Regulierung bzw. die Verursachergerechtigkeit oder die Solidarisierung zur Erreichung der energiepolitischen Ziele eingesetzt werden soll, ist von der jeweiligen Ausgangssituation abhängig. Neben ökonomischen spielen hier auch politische Erwägungen eine Rolle.

Referenzen

[1] StromVG , Artikel 1, Absatz 1.
[2] Vgl. hierzu: Vaterlaus et al. (2012), Länderstudie zu den Erfahrungen im Bereich Strommarktliberalisierung: Effizienzsteigerung durch verbesserte Angebotsorientierung, Studie im Auftrag des Staatssekretariats für Wirtschaft (Seco).
[3] Schweizerischer Bundesrat (2013), Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.
[4] Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65.
[5] Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008.

Angaben zu den Autoren

Dr. **Heike Worm** ist Leiterin des Bereichs Energie und Mitglied der Geschäftsleitung bei der Polynomics AG.
Polynomics AG, 4600 Olten
heike.worm@polynomics.ch

Stephanie Berner ist Projektleiterin bei der Polynomics AG.
stephanie.berner@polynomics.ch

Dr. **Arndt von Schemde** ist Partner bei der THEMA Consulting Group.
THEMA Consulting Group, NO-0158 Oslo
arndt.schemde@t-cg.no

Résumé **Le tournant énergétique dans le marché de l'électricité libéralisé**

Intégration des énergies renouvelables sur le marché, le réseau et dans le système

La politique énergétique suisse actuelle est marquée par l'ouverture du marché. Suite à la révision de la Stratégie énergétique 2050, des règlements sont définis pour les divers niveaux de valeur ajoutée, règlements qui ont aussi des répercussions sur les autres niveaux de valeur ajoutée. Il en découle de nouveaux défis, en particulier pour l'intégration des énergies renouvelables dans le marché, le réseau et le système.

Pour pouvoir maintenir les coûts du tournant énergétique à un niveau bas, il faut s'assurer que les énergies renouvelables soient injectées au moment où il y a de la demande (intégration sur le marché) et aux endroits où elles sont nécessaires (intégration sur le réseau). Il faut également un pronostic précis pour pouvoir éviter des coûts supplémentaires pour la stabilisation du système (intégration dans le système).

Tous les pays dont le marché de l'électricité est ouvert doivent faire face à ces défis. En Suisse, la discussion ne fait que commencer. D'autres pays, comme la Norvège, ont pu rassembler des expériences avec une vision intégrée du système électrique. Diverses approches de solution sont donc appliquées. L'approche de la Suisse mise sur une intervention régulatoire de l'Etat et une socialisation des coûts. Par contre, l'approche de la Norvège laisse au marché la fonction de coordination entre les niveaux de valeur ajoutée. Des certificats de courant vert sont par exemple appliqués dans le domaine de l'intégration sur le marché, alors que les modèles de zones de prix persistent dans le domaine de l'intégration sur le réseau. La détermination des instruments les plus adéquats dépend de la situation initiale et des considérations économiques et politiques. Se

GÖRLITZ

Bereit für neue Geschäftsmodelle?

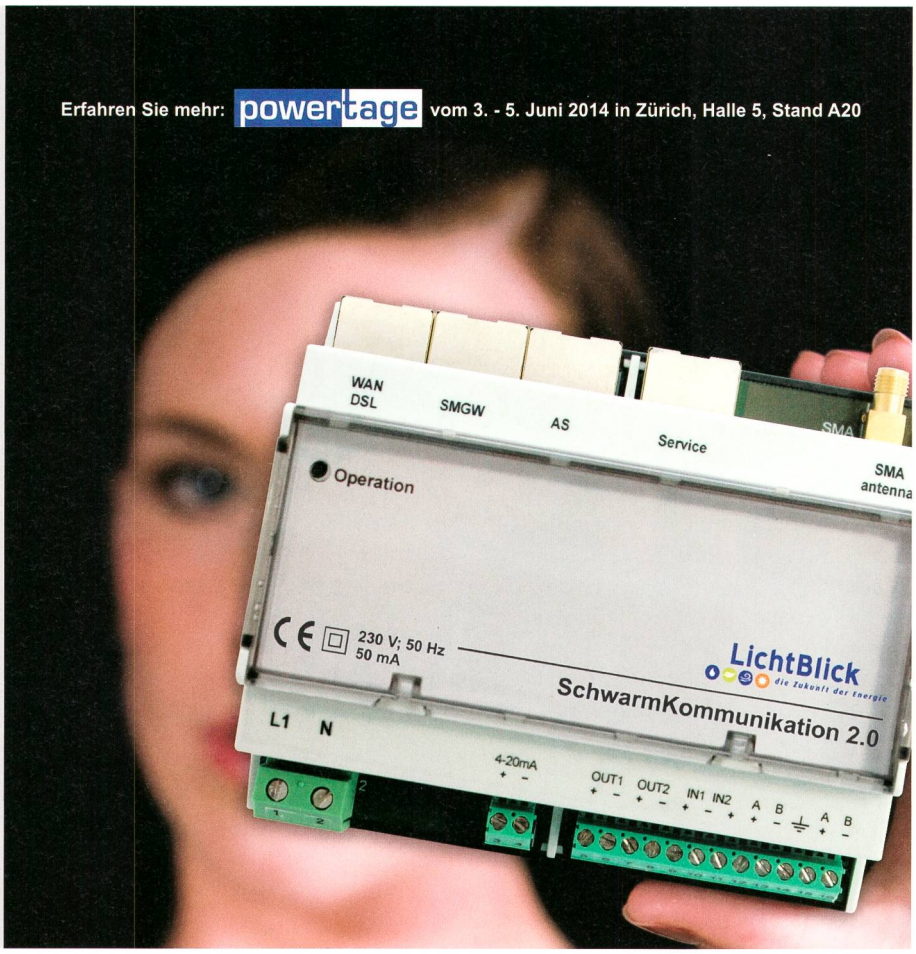
Die Fähigkeit einzelne energieerzeugende und energieverbrauchende Einheiten optimiert zu steuern stabilisiert Stromnetze, garantiert die Versorgungssicherheit und erhöht die Wirtschaftlichkeit. Die Energiegewinnung aus virtuellen Kraftwerken ist ein innovatives, erfolgreiches Geschäftsmodell, das nur unter Verwendung von sicherer und intelligenter Kommunikations- und Steuerungstechnik möglich ist.

Und nur ein Geschäftsmodell von vielen weiteren, die mit unserer Technik Realität werden können.

GÖRLITZ Schweiz AG
Lorzenparkstrasse 2 • CH-6330 Cham
Telefon: +41 41 7201250 • Telefax: +41 41 7201251
E-Mail: info@goerlitz.ch • Internet: www.goerlitz.ch

Ein Unternehmen der ids Gruppe

Erfahren Sie mehr: powertage vom 3. - 5. Juni 2014 in Zürich, Halle 5, Stand A20



powertage

Der Branchentreffpunkt der Schweizer Stromwirtschaft

3. bis 5. Juni 2014, Messe Zürich

Jetzt anmelden:
www.powertage.ch/online-shop

Erzeugung und Speicherung, Übertragung und Verteilung, Smart Grid, Smart Metering, Leittechnik, Leitungsbau, Energiemanagement, Messdatenmanagement, Stromhandel und Vertrieb, Energiedienstleistungen und Energieeffizienz, Infrastruktur für E-Mobilität

Mehr Infos unter: www.powertage.ch und @Powertage

Partner:

VSE AES

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra
Bundesamt für Energie BFE

electro suisse

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Association suisse pour l'aménagement des eaux
Associazione svizzera di economia delle acque

Hauptmedienpartner:

Handelszeitung