

# Die Bilanz ist durchwachsen

Autor(en): **Hintz, Wieland**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **105 (2014)**

Heft 3

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856195>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

# Die Bilanz ist durchgewachsen

## Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland

In den vergangenen zwei Jahrzehnten wurde in Deutschland die Förderung erneuerbarer Energien auf politischer Ebene vorangetrieben, was zu einem weltweit einzigartigen Ausbau geführt hat. 23 % der deutschen Stromproduktion stammen heute aus erneuerbaren Quellen. Die Entwicklung hat allerdings weitreichende Auswirkungen auf Preise, Markt und Netze. Vorliegender Artikel gibt einen historischen Überblick und eine Momentaufnahme der aktuellen Herausforderungen in unserem nördlichen Nachbarland.

### Wieland Hintz

Entgegen der allgemeinen Wahrnehmung wurde die deutsche Energiewende nicht erst durch die Ereignisse von Fukushima im Jahr 2011 ausgelöst. Die direkte Folge der Nuklearkatastrophe war «lediglich» der Beschluss zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie. Acht der damals 17 in Betrieb befindlichen deutschen Kernreaktoren wurden unmittelbar stillgelegt, für die restlichen Anlagen wurde die Laufzeit beschränkt. Der letzte Reaktor wird nun 2022 vom Netz genommen.

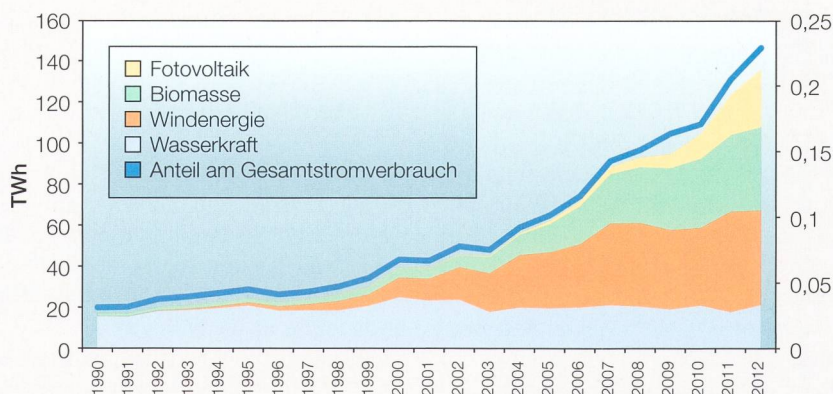
Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien hingegen geht auf eine anhaltende staatliche Förderung zurück, die von Regierungen verschiedener Couleur in letzten zwei Jahrzehnten vorangetrieben wurde. Startpunkt der Förderung war das Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes am 1. Januar 1991. Damit wurden die deutschen EVUs erstmalig verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie ans Netz anzuschliessen und die erzeugte Energie abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütungssätze orientierten sich damals an dem Strompreis für die Endkunden im jeweiligen Versorgungsgebiet. Folglich war die Vergütung nur für Windenergie- und Kleinwasserkraftanlagen ausreichend, um nennenswerte Investitionen auszulösen. Wichtige Merkmale der damaligen Regelung waren ein Verzicht auf eine Beschränkung der Vergütungsdauer sowie eine fehlende Obergrenze der Gesamtförderung («Deckel»). Im Jahr

2000 folgte die Ablösung des Stromeinspeisungsgesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unter der rot-grünen Bundesregierung von Kanzler Gerhard Schröder. Mit dem EEG wurden fixe, nach Technologie und Anlagengrösse gestaffelte Vergütungssätze mit einer Vergütungsdauer von 20 Jahren eingeführt. Bis 2012 wurde das EEG mehrfach angepasst, einerseits um die Ausbaugeschwindigkeit von z.B. der Fotovoltaik zu steuern, und andererseits, um die Integration der erneuerbaren Anlagen in das Gesamtsystem zu verbessern. So wurden die Vergütungssätze für Fotovoltaikanlagen 2004 angehoben und ab 2009 durch teilweise schnell aufeinanderfolgende Novellierungen des EEG mehrfach gesenkt. Für die bessere Integration der

Erneuerbaren wurde beispielsweise ab 2009 den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, im Falle von drohenden Netzengpässen Windenergieanlagen abzuregeln.

### Ausbau

Die staatliche Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland führte zu einem weltweit beispiellosen Ausbau. **Bild 1** veranschaulicht diese Entwicklung anhand der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2012. Im Jahr 1990 lag diese bei 17 TWh, was 4% des deutschen Stromverbrauchs deckte. Sie wurde fast ausschliesslich von der Wasserkraft sowie vom biogenen Anteil der Kehrlichtverbrennung aufgebracht. Das Wachstum bis zum Inkrafttreten des EEG war nur moderat mit etwa 1,4 TWh an zusätzlicher Stromproduktion im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2000. Danach kam es zu einer deutlichen Beschleunigung mit jährlichen Zuwächsen von durchschnittlich 8,2 TWh. 2012 wurde eine Produktion von 136 TWh erreicht, bei einem Anteil von 23% am deutschen Stromverbrauch. Die Grafik zeigt für die verschiedenen Technologien eine zeitliche Staffelung des Ausbaus. So kamen zunächst vor allem Wasserkraft- und Windenergieanlagen zum Zug, später konnten Biomasse- und Fotovoltaikanlagen stark aufholen. Diese Staffelung geht auf gezielte staatliche Förderpolitik zurück. [1]



**Bild 1** Entwicklung der erneuerbaren Energien: Stromerzeugung und Anteil am Gesamtstromverbrauch seit 1990.

161

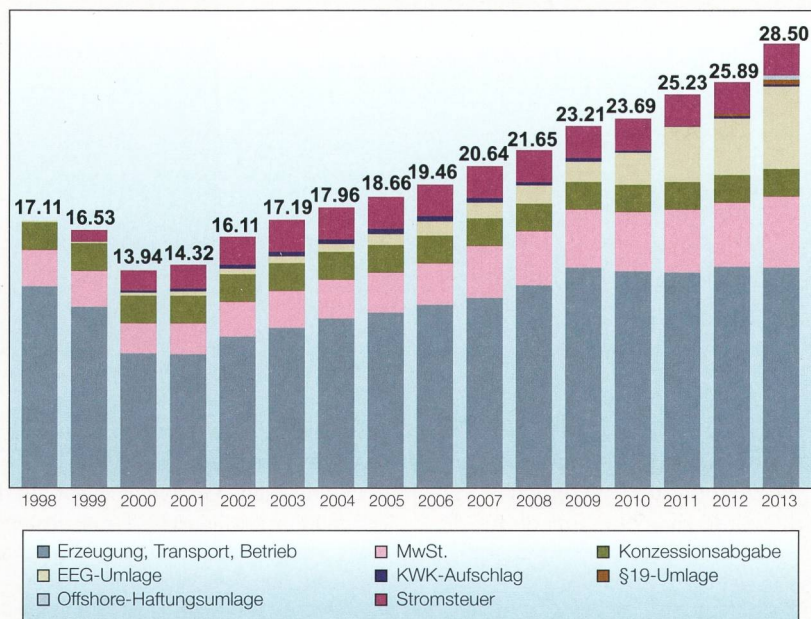


Bild 2 Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte (in Cent/kWh).

## Kosten

Eine zentrale Absicht der Förderpolitik war es, durch gezielte Absenkungen der Vergütungssätze die Kosten der erneuerbaren Energien zu senken und sie damit näher an den Markt zu führen. Der Kostensenkungseffekt konnte allerdings lediglich bei Fotovoltaik in einem nennenswerten Masse erreicht werden. Gemäss Bundesverband Solarwirtschaft sanken die Investitionskosten zwischen 2006 und 2013 um 66%. So kostete eine Standard-Aufdachanlage mit 10 kWp Anfang 2006 etwa 5000 €/kWp und im dritten Quartal 2013 nur noch 1700 €/kWp. Die Vergütungssätze sanken für Anlagen bis 10 kWp dementsprechend von 51,8 Cent/kWh im Januar 2006 auf 13,7 Cent/kWh ab Januar 2014.

Bei der Windenergie war hingegen nur ein leicht ausgeprägter Absenkpfad zu beobachten. Die Anfangsvergütung, die für Onshore-Anlagen, je nach Ertrag, für mindestens fünf Jahre gezahlt wird, lag bei 8,7 Cent/kWh gemäss EEG 2000 und 8,9 Cent/kWh gemäss EEG 2012; zwischenzeitlich lag sie bei 9,2 Cent/kWh. Die anschliessend gezahlte Grundvergütung wurde in diesem Zeitraum leicht gesenkt, von 6,2 Cent/kWh auf 4,9 Cent/kWh. Je geringer das Windaufkommen an einem Standort im Vergleich zu einer Referenzanlage ist, desto länger wird diese höhere Anfangsvergütung gezahlt. Die Investitionskosten für Windenergieanlagen an Land haben sich folglich in der Vergangenheit kaum verändert und

bewegen sich je nach Leistung zwischen 1200 und 1400 €/kW.

Für die Biomasse ist die Entwicklung besonders heterogen, da verschiedene Substrate zum Einsatz kommen. Da, im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien, der Primärenergieträger nicht gratis verfügbar ist, müssen die Vergütungssätze stärker angepasst werden und wurden seit dem EEG 2000 eher angehoben. So hat die Grundvergütung von Anlagen mit Leistungen zwischen 500 kW und 5 MW von 9,2 Cent/kWh (EEG 2000) auf 11 Cent/kWh (EEG 2012) zugenommen. Für die Wasserkraft war eine kostensenkende Tendenz ebenfalls nicht zu beobachten, da es sich 1991 bereits um eine ausgereifte Technologie handelte. Im Gegenteil wurden die Vergütungssätze mit der Zeit eher angehoben, um den höheren Kosten durch striktere Umweltauflagen gerecht zu werden. Ausserdem wurde die Förderhöchstgrenze, bezogen auf die Anlagengrösse, immer stärker ausgeweitet und schliesslich abgeschafft. [2] [3] [4]

## EEG-Umlage

Die Beiträge zur Förderung der erneuerbaren Energien werden über die EEG-Umlage finanziert, die die Endkunden für jede gelieferte Kilowattstunde via die EVUs an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entrichten. Diese Zahlungen decken die sogenannten Differenzkosten, d.h. die Differenz der von den ÜNB erzielten Vermarktungserlöse für EEG-Strom und

deren Ausgaben für die EEG-Vergütungen. Die Höhe der aus den Differenzkosten resultierenden EEG-Umlage wird von den ÜNB am 15. Oktober für das jeweils nächste Jahr prognostiziert. Gesamthaft wurde für 2014 mit Kosten von 25,8 Mrd. € gerechnet. Demgegenüber standen prognostizierte Erlöse von insgesamt 2,2 Mrd. €. Die Differenzkosten zusammen mit dem prognostizierten Endverbrauch bestimmten dann die EEG-Umlage in Höhe von 6,24 Cent/kWh für das Jahr 2014. [5]

Um die EEG-Umlage in Relation zu setzen, zeigt Bild 2 die Entwicklung und Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte in Deutschland seit 1998. Demgemäss stieg der Strompreis von 17,1 auf 28,5 Cent/kWh (+67%), wobei die Beschaffungskosten (Erzeugung, Transport und Vertrieb) nur moderat von 12,9 auf 14,1 Cent/kWh anstiegen (+9%). 2013 machen diese Kosten nur knapp die Hälfte des Strompreises aus, der Rest fiel auf die verschiedenen Abgaben und Steuern, v.a. die Mehrwertsteuer, die EEG-Umlage und die Stromsteuer. Die Abgaben waren auch die wesentlichen Treiber der Strompreiserhöhung. Dazu kamen auch neue Abgaben, die im Zusammenhang mit staatlichen Förderungen standen: die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung, die sogenannte §19-Umlage zur Minderung der Netzentgelte von stromintensiven Betrieben und die Offshore-Haftungsumlage zur Risikoabsicherung des Ausbaus von Offshore-Windparks. Der Anstieg der EEG-Umlage war von 1998 bis 2004 eher moderat (von 0,08 auf 0,5 Cent/kWh). Bis 2009 stieg sie dann durch den Boom der Biomasse auf 1,3 Cent/kWh. Noch stärker wirkte sich der Boom der Fotovoltaik ab 2009 aus, der die Umlage um weitere 4 Cent/kWh bis 2013 erhöhte. Von den gesamten EEG-Differenzkosten in Höhe von 13,3 Mrd. € im Jahr 2012 flossen folglich 56% in die Fotovoltaik, 25% in die Biomasse und 15% in die Windkraft. [6]

## Strommarkt

Die Auswirkungen der erneuerbaren Stromerzeugung auf den Strommarkt zeigten sich insbesondere durch einen preismindernden Effekt, den Merit-Order-Effekt. In einem Strommarkt unter unverzerrten Wettbewerbsbedingungen kommen die Kraftwerke in der Reihenfolge der Höhe ihrer Grenzkosten zum Einsatz (sogenannte Merit-Order-Kurve). Dabei produzieren die Kraft-

werke mit Grenzkosten tiefer oder gleich dem aktuellen Marktpreis. Laut Vermarktungsgebot von 2010 müssen sämtliche ins Netz gespeisten EEG-Strommengen durch die ÜNB an der Strombörse vermarktet werden. Durch die fixen Vergütungen produzieren die erneuerbaren Anlagen aber unabhängig vom Marktpreis (selbst bei Preisen von null oder negativen Marktpreisen). Das hat zur Folge, dass die Merit-Order-Kurve verschoben wird, was zu einem tieferen Marktpreis führt und damit die Auslastung und Rentabilität nicht geförderter Kraftwerke senkt. So hat laut BDEW eine zusätzliche Einspeisung von 1000 MW aus Windkraft den Spotpreis um durchschnittlich 1,34 €/MWh gesenkt. Wenn das Angebot am Strommarkt grösser ist als die Nachfrage, führt dieses Verhalten der Betreiber zu negativen Preisen. Im ersten Halbjahr 2013 war das für insgesamt 36 Stunden der Fall, bei einer Steigerung von 50% gegenüber dem ersten Halbjahr 2012. Dieser Effekt ist einerseits auf die zunehmende fluktuierende Einspeisung der geförderten erneuerbaren Energien zurückzuführen, andererseits auf die geringe Flexibilität des deutschen Kern- und Braunkohlekraftwerksparks. Erschwerend kommt hinzu, dass die flexibleren Gaskraftwerke aufgrund der momentan sehr billigen Kohle nicht wettbewerbsfähig sind. Diese geringe Wettbewerbsfähigkeit zusammen mit der Stilllegung von acht Kernkraftwerken

2011 hat trotz des starken Zubaus der erneuerbaren Energien zur Folge, dass der deutsche CO<sub>2</sub>-Ausstoss pro erzeugter kWh um 2% gegenüber dem Vorjahr stieg. [6][7]

### Netze und Versorgungssicherheit

Der schnelle und signifikante Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat in Kombination mit deren wetterbedingt fluktuierenden Einspeisung erhebliche Auswirkungen auf den Betrieb der Stromnetze und die Versorgungssicherheit, d.h. die Anforderung einer permanenten Deckungsgleichheit von Produktion und Verbrauch. Verschärft wurde die Situation durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken mit insgesamt 8,5 GW Leistung im März 2011 als Reaktion auf die Nuklearkatastrophe von Fukushima.

Infolgedessen war die Situation der Stromnetze im Winter 2011/2012 besonders im Süden Deutschlands angespannt (Wegfall von fast 5 GW Erzeugungskapazität und grosse Lasten). So musste an 66 Tagen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien reduziert werden (2010/2011 an 39 Tagen), und der Bedarf an Redispatching (Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken) stieg von 100 GWh (2010/2011) auf 2141 GWh für die am stärksten betroffene Leitungstrasse. Die vorsorglich aus der Kaltreserve beschaffte Reservekraftwerksleistung von insgesamt 1,6 GW (davon 0,9

GW in Österreich) kam mehrfach zum Einsatz. Die Situation im Winter 2012/2013 war weniger kritisch, so war ein echter Einsatz der gesteigerten Reservekraftwerksleistung von nun 2,6 GW nicht erforderlich, die Redispatch-Massnahmen der am stärksten betroffenen Leistung beliefen sich auf 521 GWh, und die Anzahl der Tage, an denen eine Abregelung von erneuerbaren Anlagen erforderlich war, reduzierte sich auf 42. Kritische Situationen gab es v.a. aufgrund von Überspeisungen, die durch mangelhafte Prognosegüte der Einspeisung von erneuerbaren Energien hervorgerufen wurden. [8][9]

Der deutsche Gesetzgeber hat auf die Entwicklung reagiert mit der Reservekraftwerksverordnung vom Juli 2013. Diese erlässt Vorschriften zur transparenten Beschaffung von Reservekapazitäten und zur Stilllegung von Kraftwerken. Demnach wird die Systemsicherheit jährlich durch die ÜNB und die Bundesnetzagentur überprüft, und bei Bedarf können die ÜNB Reservekapazitäten durch Ausschreibungen beschaffen. Des Weiteren sind Stilllegungen von Kraftwerken ab 10 MW Leistung mindestens ein Jahr im Voraus anzumelden. Wenn die Bundesnetzagentur die Systemrelevanz eines solchen Kraftwerks feststellt, kann der Kraftwerksbetreiber gegen eine Kostenerstattung zum Weiterbetrieb verpflichtet werden. Das Verbot der Kraftwerksstilllegungen hängt eng mit dem oben erläuterten Verfall der Strommarktpreise zusammen. Dadurch wurden konventionelle Kraftwerke am Energy-only-Markt zunehmend unrentabel, und die Betreiber haben somit wenig Anreiz, bestimmte Kraftwerke am Netz zu behalten.

Darüber hinaus besteht bei den deutschen Entscheidungsträgern weitestgehend Einigkeit über die dringende Notwendigkeit, die Stromnetze auszubauen. Insbesondere muss der überwiegend im Norden anfallende Strom von der Windkraft in die grossen Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert werden. Bereits im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 wurden 1855 km Trassen für den Aus- oder Umbau des Übertragungsnetzes festgelegt. Bis Mitte 2013 waren davon aber nur 268 km realisiert. Um die Planungsverfahren von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Trassen zu beschleunigen und um dem dringenden Handlungsbedarf nach dem Atomausstieg 2011 gerecht zu werden, wurde

Istockphoto



**Bild 3** Trotz des starken Zubaus der erneuerbaren Energien ist der deutsche CO<sub>2</sub>-Ausstoss im letzten Jahr gestiegen.

2011 das Netzausbaubeschleunigungsgesetz verabschiedet, das die Verfahren straffen soll, indem es Kompetenzen von den Ländern auf den Bund verlagert. Bis 2016 sollen nun 50% der Leitungskilometer fertiggestellt sein. Im Juli 2013 wurden im Bundesbedarfsplangesetz weitere 36 Aus- und Umbauvorhaben der Übertragungsnetze mit einer Gesamtlänge von 5700 km festgelegt, die innerhalb von zehn Jahren realisiert werden sollen. Enthalten sind drei inländische Vorhaben zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ), die den verlustarmen Transport des von den Windkraftanlagen Norddeutschlands erzeugten Stroms nach Süden ermöglichen sollen. Ferner sind Leitungen nach Norwegen und Dänemark/Schweden geplant. [10][11]

### Fazit

Die deutsche Energiewende kann im Rückblick eine durchwachsene Bilanz vorweisen. So wurden die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien sowie bei der Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht. Gleichzeitig liegen die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien deutlich über den Erwartungen, und die Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Strommärkte wurden deutlich unterschätzt. Der neuen deutschen Regierung sind die Fehlentwicklungen bekannt, und sie plant, bis Frühling 2014 einen Vorschlag zur Revision des EEG vorzulegen. Anhand des Koalitionsvertrages der beiden Regierungsparteien von November 2013 sind allerdings keine grundlegenden Änderungen der Fördermechanismen abzusehen.

### Résumé

#### Le bilan est mitigé

#### Répercussions de l'extension des énergies renouvelables en Allemagne

Actuellement, 23 % de la production d'électricité allemande sont d'origine renouvelable. Ce taux élevé est le résultat du soutien permanent de l'Etat qui a débuté, non pas après la catastrophe nucléaire de Fukushima comme tout le monde le croit, mais il y a plus de 20 ans. Le 1<sup>er</sup> janvier 1991, la loi sur les injections d'électricité est entrée en vigueur en Allemagne. Pour la première fois, les EAE étaient obligées de raccorder les installations de production d'énergie renouvelable au réseau. En 2000, cette loi a été remplacée par la loi sur les énergies renouvelables (EEG) qui garantit des taux de rémunération fixes sur une durée de 20 ans. Cette nouvelle loi a été adaptée plusieurs fois jusqu'en 2012.

Cet encouragement a conduit à une extension des énergies renouvelables (en particulier du photovoltaïque et de l'éolien) unique au monde, avec toutefois des conséquences imprévues. Les prix sur le marché de l'électricité ont baissé, parfois même dans le négatif. Pour le consommateur final, la participation financière dictée par la loi sur les énergies renouvelables a donné lieu à une augmentation des prix de l'électricité. Sans oublier que l'injection massive des énergies renouvelables constitue un énorme défi pour les réseaux qui touchent à leurs limites.

Rétrospectivement, le tournant énergétique allemand affiche un bilan mitigé. Les objectifs en matière d'extension des énergies renouvelables et de baisse des émissions de CO<sub>2</sub> sont atteints. En même temps, les coûts pour la promotion des énergies renouvelables sont plus élevés que prévu et les répercussions sur l'exploitation du réseau et les marchés de l'électricité ont été sous-estimées. Le nouveau gouvernement allemand prévoit de présenter d'ici 2014 une proposition de révision de la loi sur les énergies renouvelables.

Se

### Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, März 2013.
- [2] Bundesverband Solarwirtschaft, www.solarwirtschaft.de/pressegrafiken.html, abgerufen am 09.01.2014.
- [3] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energie – Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in den verschiedenen Fassungen, Bundesgesetzblatt Teil I, www.bgbl.de.
- [4] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare, Mai 2012.
- [5] Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, www.eeg-kwk.de, abgerufen am 09.01.2014.
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Januar 2013.

- [7] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, August 2013.
- [8] Bundesnetzagentur, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, 3. Mai 2012.
- [9] Bundesnetzagentur, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013, 28. Juni 2013.
- [10] Bundesnetzagentur, Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz, Juli 2013.
- [11] Bundesnetzagentur, Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz, Juli 2013.

### Angaben zum Autor

Dr. **Wieland Hintz** ist Experte Energiewirtschaft mit Schwerpunkt erneuerbare Energien und Stromproduktion generell beim VSE.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE),  
5001 Aarau  
wieland.hintz@strom.ch

Anzeige

## Intellectual Property – Geistiges Eigentum

### ITG- und ETG-Dialog

Dienstag, 8. April 2014 | Zürich-Kloten

[www.electrosuisse.ch/itg](http://www.electrosuisse.ch/itg)

Ruedi Felder | T +41 44 956 11 51 | [ruedi.felder@electrosuisse.ch](mailto:ruedi.felder@electrosuisse.ch)

Electrosuisse | Luppmenstrasse 1 | CH-8320 Fehraltorf | [www.electrosuisse.ch/itg](http://www.electrosuisse.ch/itg)

