Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 104 (2013)
Heft: 5

Artikel: Subventionen für erneurbare Energie in Deutschland
Autor: Munz, Irina / Paltauf, Anna / Walter, Götz
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856481

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

Subventionen für erneuerbare Energien in Deutschland

Das Marktprämienmodell und weitere Entwicklungen

Anfang 2012 wurde in Deutschland das Marktprämienmodell eingeführt. Damit können Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Strom direkt an der Börse vermarkten und dennoch von einer Förderung profitieren. Im Bulletin 3/2012 wurde dieses Modell vorgestellt. Vorliegender Artikel beleuchtet die neuesten Entwicklungen. Trotz einer Prämienkürzung ab Anfang 2013 ist eine weitere Heranführung des deutschen Subventionsmodells an den Strommarkt zu erwarten.

Irina Munz, Anna Paltauf, Götz Walter

Im Januar 2012 trat in Deutschland eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft. Die wichtigste Neuerung war dabei die Einführung des Marktprämienmodells, mit dem Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Strom direkt an der Börse vermarkten können. Dabei wird die Differenz des Marktpreises zur festen EEG-Einspeisevergütung als ein Bestandteil der Marktprämie vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet (EEG-Ausgleich). Zusätzlich erhält der Produzent eine Managementprämie, welche den Zeit- und Kostenaufwand kompensieren soll, der durch die direkte Vermarktung des Stroms an der Börse entsteht. Ebenso wie die feste EEG-Einspeisevergütung wird die Marktprämie über die EEG-Umlage finanziert, die von den Endverbrauchern in Deutschland per Aufschlag auf die Stromrechnung entrichtet wird. Ziel des Marktprämienmodells ist es, Anreize zu geben, den Anlagenbetrieb am Markt auszurichten, indem beispielsweise die Prognosegüte erhöht oder der Intraday-Markt vermehrt genutzt wird. Das Marktprämienmodell stellt eine grundsätzliche Änderung in der Subvention von erneuerbaren Energien in Deutschland dar, indem erstmals Strom aus erneuerbaren Quellen subventioniert wird, der direkt an der Börse vermarktet wird. Im Folgenden wird aufgezeigt, inwieweit das Marktprämienmodell vom deutschen Energiemarkt angenommen wurde. Ausserdem werden neue Geschäftsmodelle vorgestellt, die durch die stark gestiegene Direktvermarktung erneuerbarer Energien entstanden sind, und mögliche Entwicklungen der marktorientierten Subvention von erneuerbaren Energien in Deutschland werden aufgezeigt.

Nutzung des Marktprämienmodells 2012

Das Marktprämienmodell erfreute sich im Jahr 2012 grosser Beliebtheit bei Produzenten von erneuerbaren Energien. Bereits im Januar 2012, dem ersten möglichen Nutzungsmonat des Förderungsmodells, nutzten Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 19460 MW das Marktprämienmodell [1]. Bis zum Dezember 2012 ist die Nutzung kontinuierlich auf 28540 MW angestiegen; dies entspricht einer Kapazität von ca. 41% aller Anlagen in Deutschland, die das EEG nutzen [2]. Ca. 1% nutzen sonstige Formen der Direktvermarktung; dies sind insbesondere Anlagen im Besitz von Elektrizitätsunternehmen, die durch eine Direktvermarktung die EEG-Umlage verringern und so ihren Kunden günstigeren Strom anbieten können. Die übrigen 58% der Anlagen nutzen weiterhin die fixe EEG-Einspeisevergütung.

Die Inanspruchnahme des Marktprämienmodells unterscheidet sich deutlich je Erzeugungstechnologie, wie in **Bild 1** ersichtlich. Insbesondere im Bereich der Windkraft findet das Modell hohe Akzeptanz. Im Januar 2012 wurden gut 12000 MW Windenergie onshore und 48 MW offshore über das Marktprämienmodell abgewickelt. Bis Ende 2012 hatte sich die installierte Onshore-Windleistung in diesem Fördermodell auf 23929 MW verdoppelt und im Offshore-

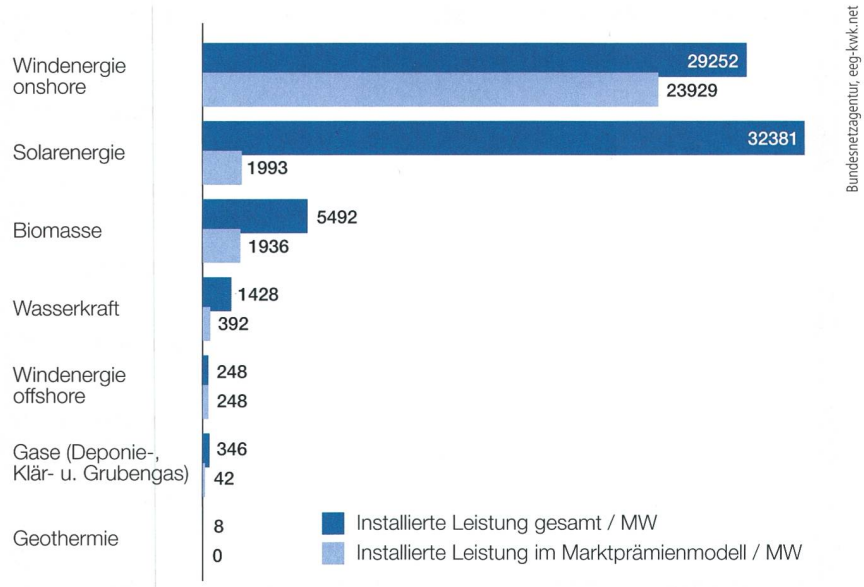
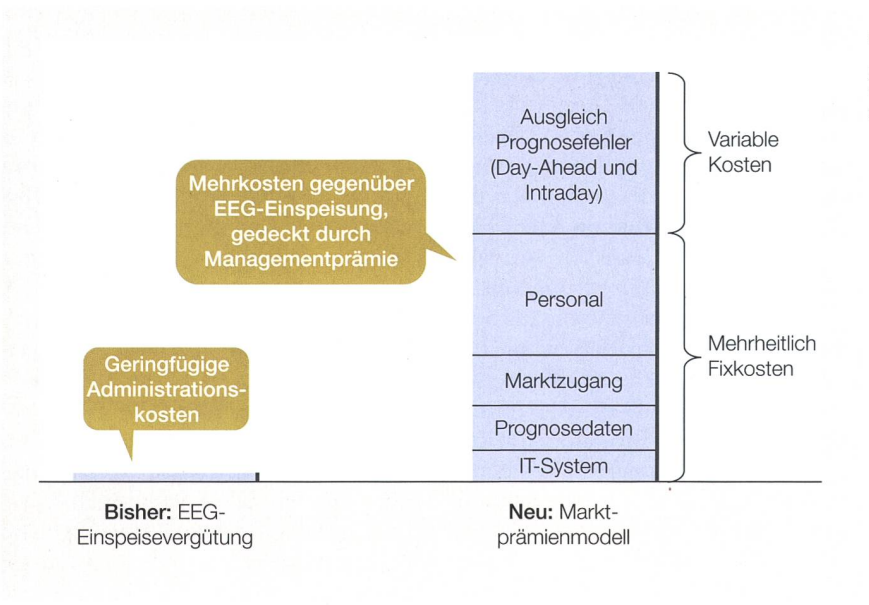


Bild 1 Nutzung des Marktprämienmodells je Erzeugungstechnologie im Dezember 2012.
Nicht berücksichtigt sind Anlagen, die ausserhalb des EEG vermarktet werden.



The Advisory House

Bild 2 Kosten bei Einspeisevergütung und Direktvermarktung.

Bereich auf 248 MW verfünffacht. Biomasse- und Solaranlagen erlebten ebenfalls hohe Wechselraten und wiesen Ende 2012 jeweils mehr als 1900 MW installierte Leistung im Marktprämienmodell auf. Bei der Fotovoltaik repräsentiert dies aber lediglich ca. 6 % der in Deutschland installierten Leistung, im Vergleich zu ca. 35 % bei Biomasseanlagen und ca. 82 % bei Windkraftanlagen on- und offshore.

Diese Unterschiede je Erzeugungstechnologie sind in der durchschnittlichen Anlagengrösse und der jeweiligen Eigentümerstruktur begründet. Die Leistung je Messpunkt ist bei Fotovoltaikanlagen meist niedriger als bei Windparks oder Biomasseanlagen, wodurch eine Direktvermarktung für Fotovoltaikanlagen aufgrund hoher Fixkostenanteile unattraktiv ist. Windkraft- und Biomasseanlagen befinden sich ausserdem vermehrt im Besitz von Energieversorgungs- und sonstigen Unternehmen, die entweder über die notwendigen Kompetenzen im Bereich Portfoliomanagement und Handel verfügen oder diese leicht zukaufen können. Fotovoltaikanlagen sind dagegen meist im Besitz von Privatpersonen, die nicht über diese Kompetenzen verfügen und keinen Zugang zu entsprechenden Dienstleistern haben.

Neue Geschäftsmodelle

Im Gegensatz zur festen EEG-Einspeisevergütung stellt das Marktprämienmodell neue Anforderungen an Produzenten von erneuerbaren Energien: Sie müssen am Grosshandelsmarkt agieren und somit Funktionen wie Portfolio-, Bilanzkreis-, Energiedaten- und Assetmanagement sowie Prognose abdecken. Dies kann entweder intern oder über Dienstleister erfolgen. Die entstehenden zusätzlichen Kosten (Bild 2) sollen im Marktprämienmodell durch die Managementprämie abgedeckt werden, die der Kompensation des zusätzlichen Zeit- und Kostenaufwands sowie des Risikos (aufgrund des Prognosefehlers) durch die Direktvermarktung dient.

Fixkosten der Direktvermarktung betreffen IT-Systeme, Personal, Zugang zum Spot- und Intradaymarkt sowie Prognosedaten. Gemäss Schätzungen von The Advisory House müssen Erstwechsler in das Marktprämienmodell mit einmaligen Investitions- bzw. Projektkosten von rund 2–2,5 Mio. € kalkulieren, wenn sie die zusätzlich erforderlichen Funktionen intern abdecken wollen. Jährliche Fixkosten, also Aufwände, die unabhängig von den vermarkteten Strommengen anfallen, liegen bei rund 1,5–2 Mio. €; der Grossteil entfällt hierbei mit über 70 % auf Personalkosten. Diese Zahlen zeigen, dass ein eigener Aufbau von Kompetenzen und notwendiger Infrastruktur nur für grosse Anlagenbetreiber empfehlenswert ist.

Variable Kosten der Direktvermarktung betreffen zu 75–95 % den Ausgleich von Prognosefehlern; übrige Anteile sind variable Kostenanteile der mehrheitlichen Fixkosten, beispielsweise mengenabhängige Kosten des Marktzugangs und IT-Betriebskosten. Die Kosten für den Prognosefehlerausgleich hängen in erster Linie von der vermarkteten Strommenge, der Steuerbarkeit der Anlagen sowie der Prognosequalität ab und stellen im Gesamtvergleich den grössten Kostenblock dar.

Seit Einführung des Marktprämienmodells sind mehrere Dienstleister aktiv geworden, die Produzenten von erneuerbaren Energien eine teilweise oder vollständige Übernahme der durch die Direktvermarktung zusätzlich erforderlichen Funktionen anbieten. Aktuell kann davon ausgegangen werden, dass die Anzahl der Direktvermarktungsdienstleister in Deutschland im hohen zweistelligen Bereich liegt, wobei die Bandbreite der Anbieter von etablierten Energieversorgungsunternehmen bis hin zu kleinen, spezialisierten Marktneulingen reicht. Die Differenzierung für Dienstleistungsanbieter in diesem Bereich ist schwierig; Daten für Wind- und Wetterprognose werden meist von spezialisierten Firmen zugekauft, Ausgleichsenergiekosten über den Markt bestimmt. Der einzelne Dienstleister kann sich somit nur im Bereich der Erzeugungsprognose je Anlage von den Mitbewerbern abheben. Kleinere Dienstleister konzentrieren sich häufig auf Kernkompetenzen – zum Beispiel Portfolio-, Energiedaten- und/oder Assetmanagement –, während standardisierte Leistungen wie Bilanzkreismanagement oder Zugang zum Grosshandelsmarkt von Energieversorgungsunternehmen zugekauft werden. Die häufigste Form der Zusammenarbeit zwischen Direktvermarktungsdienstleister und Produzent erneuerbarer Energie ist die sogenannte «Vollstromvermarktung»: Die Prozesse zur Vermarktung des erzeugten Stroms werden vollständig durch den Dienstleister abgedeckt, der auch das Risiko für die Abdeckung der Prognoseabweichungen übernimmt. Der Produzent hat somit ein «Rundum-sorglos-Paket»; der Dienstleister erhält hierfür einen fixen Anteil der Managementprämie.

Änderung des Marktprämienmodells 2013

Wesentlich zur Attraktivität des Marktprämienmodells im Jahr 2012 beigetragen haben die hohen Managementprämien für Windenergie- und Fotovoltaikanlagen, welche die Zusatzaufwände seitens der Anlagebetreiber

mehr als kompensiert haben. Das Bundeskabinett hat deswegen im September 2012 zusätzlich zur bereits vorgesehenen schrittweisen Reduktion der Managementprämien von 1,20 ct/kWh 2012 auf 0,70 ct/kWh ab 2015 eine weitere Reduktion um 0,35 ct/kWh beschlossen, die seit Januar 2013 gilt [3]. Die Reduktion für fernsteuerbare Anlagen fällt dabei um 0,10 ct/kWh geringer aus als für nicht fernsteuerbare Anlagen. Damit werden Anreize gesetzt, sowohl bestehende als auch neue Anlagen rascher mit Fernsteuertechnik auszustatten und somit eine gezielte, bedarfsorientierte Steuerung der Anlagen zu ermöglichen. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Direktvermarktung per Marktprämienmodell für nicht steuerbare Anlagen kurz- bis mittelfristig nicht mehr lohnen wird.

Trotz der Kürzung der Managementprämie wird ein weiterer Anstieg in der Nutzung des Marktprämienmodells erwartet. Gemäss einer Studie, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegeben wurde [4], werden im Jahr 2013 die meisten Windparks (100 % der Offshore- und 84 % der Onshore-Windparks) sowie ca. zwei Drittel der Wasser-, Gas- und Biomassekraftwerke das Marktprämienmodell für sich nutzen. Für Fotovoltaik und Geothermie werden hingegen geringere Nutzungsraten erwartet: Höchstens 8 % der Fotovoltaikanlagen und wahrscheinlich keine der Geothermieanlagen werden sich im Jahr 2013 für das Marktprämienmodell entscheiden. Die Nutzung des Marktprämienmodells im Januar 2013 scheint diesen Prognosen recht zu geben: Die Gesamtleistung von Anlagen, die das Marktprämienmodell nutzen, stieg von 28 540 MW im Dezember 2012 auf 28 834 MW im Januar 2013: Damit scheint sich der Trend einer stetig wachsenden Nutzung des Marktprämienmodells fortzusetzen, auch wenn bei Windkraftanlagen onshore ein geringer Rückgang zu verzeichnen ist (von 23 929 MW auf 23 626 MW) [1].

Die Kürzung der Managementprämie stellt Direktvermarktungsdienstleister vor Herausforderungen: Konnten sie bisher den Produzenten bis zu 50 % der Managementprämie als Erlös abgeben, kann davon ausgegangen werden, dass dieser Anteil bereits 2014 auf einen geringen einstelligen Prozentsatz reduziert werden muss, um dem Dienstleister die Deckung der Kosten auch weiterhin zu ermöglichen.

Ausblick: Weitere Entwicklungen

Seit Herbst 2012 wird in Deutschland eine grundlegende Änderung der Subventionsmechanismen im Bereich erneuerbare Energien diskutiert. Ausgangspunkt dieser Diskussion war die Ankündigung der Erhöhung der EEG-Umlage von 3,59 ct/kWh im Jahr 2012 auf 5,28 ct/kWh im Jahr 2013. Im Gegensatz zu Annahmen aus dem Jahr 2011, dass die Einführung des Marktprämienmodells zu einem starken Anstieg der EEG-Umlage führen würde, waren jedoch andere Treiber für diese Erhöhung ausschlaggebend: so zum Beispiel eine Unterdeckung des EEG-Kontos im Jahr 2012, welche u.a. durch einen verstärkten Zubau der erneuerbaren Energien und eine unerwartet hohe Anzahl von Sonnenstunden entstanden ist (Einmaleffekt). Weitere Treiber waren der Rückgang von Börsenstrompreisen, womit die Übertragungsnetzbetreiber geringere Vermarktungserlöse für den Strom aus erneuerbaren Quellen erzielen konnten, sowie die Befreiung stromintensiver Unternehmen von der EEG-Umlage, wodurch sich die Kosten auf eine geringere Anzahl von Endverbrauchern verteilen [5].

Um einer weiteren Steigerung der EEG-Umlage vorzubeugen oder gar eine Senkung zu erreichen, wird von politischer Seite eine Neuregelung des EEG diskutiert. In einem Verfahrensvorschlag von Bundesumweltminister Peter Altmaier [6] wird eine Vorgabe von zeitlichen und quantitativen Zielen favorisiert, um die absehbare deutliche Übererreichung von Zubauzielen zu verhindern. Neben Versorgungssicherheit, Technologieoffenheit und Planungssicherheit heisst es insbesondere, dass sich das neue EEG auf marktwirtschaftliche Prinzipien stützen soll: Der Bundesumweltminister nennt explizit eine Ausweitung der Marktprämie als mögliche Ausgestaltung, um eine höhere Marktorientierung des EEG zu erreichen.

Von anderen politischen Akteuren wurde zusätzlich die Einführung eines Quoten- oder Bonusmodells ins Spiel gebracht. Im Quotenmodell wird von Energieversorgungsunternehmen ein Mindestanteil (Quote) an erneuerbaren Energien im Strommix in Produktion und Verbrauch gefordert, andernfalls droht die Bezahlung von Pönalen. Beispiele für die Nutzung eines Quotenmodells finden sich in Grossbritannien, Polen oder Schweden. Das Bonusmodell sieht hingegen analog zum Marktprämienmodell eine Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen über staatlich definierte Boni vor, welche die Produzenten von erneuerbaren Energien zusätzlich zum Marktpreis erhalten. Die Summe von Bonus und Marktpreis soll ein festgelegtes Maximum nicht überschreiten; dieses Maximum wird vom Staat festgelegt und variiert je nach Energiequelle und Anschlussjahr einer Anlage. Anwendung findet das Bonusmodell heute beispielsweise in Dänemark oder Finnland. Es ist aktuell noch völlig unklar, wie genau eine mögliche Neugestaltung des EEG aussehen könnte.

Fazit

Das Marktprämienmodell hat im ersten Jahr seiner Nutzung hohen Zuspruch in Deutschland erfahren. Auswirkungen auf die EEG-Umlage waren minimal. Die starke Erhöhung der EEG-Umlage im Jahr 2013 hat jedoch gezeigt, dass das deutsche EEG in seiner jetzigen Ausgestaltung die Marktintegration erneuerbarer Energien vernachlässigt und zu vermeidbaren Mehrkosten führt [6]. Eine Abkehr von Einspeisevorrang und hohen, garantierten Einspeisevergütungen wird deswegen zunehmend wahrscheinlicher. Zum jetzigen Zeitpunkt erscheint sowohl eine Ausweitung des Marktprämienmodells als auch die Einführung von einem Quoten- oder Bonusmodell möglich. Über diese Änderungen wird voraussichtlich nach der Bundestagswahl im Herbst 2013 entschieden. Eines erscheint jedoch als sicher: Die neuen Geschäftsmodelle, welche durch das Marktprämienmodell entstehen, werden auch nach einer Änderung der deutschen Subventionsmechanismen Bestand haben.

Referenzen

[1] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: www.eeg-kwk.net.
[2] Bundesnetzagentur: Bundesweite Kraftwerksliste aller Netz- und Umspannebenen vom 12.12.2012.
[3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Pressemitteilung 113/12 vom 29.8.2012 – Bundeskabinett beschliesst Absenkung der Managementprämie im EEG.
[4] R2B Energy Consulting GmbH (2012): Jahresprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2013. http://www.eeg-kwk.net/de/file/r2b_EEG_Prognose_2013_20121012.pdf.

[5] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Pressemitteilung zur EEG-Umlage vom 15.10.2012.
[6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von Bundesumweltminister Peter Altmaier.

Angaben zu den Autoren

Irina Munz ist Unternehmensberaterin bei The Advisory House. Ihre Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Strategie und Transformationsmanagement, erneuerbare Erzeugung und Netz.
The Advisory House AG, 8002 Zürich
irina.munz@advisoryhouse.com

Dr. **Anna Paltauf** ist Unternehmensberaterin bei The Advisory House. Ihre Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Strategie und Prozessoptimierung sowie Portfoliomanagement für Energieversorger und Industriekunden.
anna.paltauf@advisoryhouse.com

Götz Walter ist Unternehmensberater bei The Advisory House. Seine Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Steuerung, Reporting und erneuerbare Energien. Er promoviert am Lehrstuhl Sozialpsychologie der Universität Zürich zum Thema «EE-Kraftwerksprojekte: Dimensionen von Akzeptanz und Opposition».
goetz.walter@advisoryhouse.com

Résumé

Subventions pour les énergies renouvelables en Allemagne

Le modèle des primes de marché et autres développements

Au début 2012, l'Allemagne a introduit le modèle des primes de marché. Les producteurs d'énergies renouvelables peuvent ainsi vendre leur électricité directement à la Bourse et profiter d'un encouragement. Au cours de la première année, ce modèle a suscité un écho très positif auprès des producteurs d'énergies renouvelables: 41% de toutes les installations soumises en Allemagne à la loi sur les énergies renouvelables (EEG) ont eu recours au modèle des primes de marché jusqu'à la fin décembre 2012. Ce qui a donné le jour à un nouveau modèle commercial: des prestataires externes proposent aux producteurs d'énergies renouvelables d'assumer en partie ou entièrement les fonctions supplémentaires requises du fait de la commercialisation directe.

En septembre 2012, le gouvernement fédéral a décidé de réduire les primes de gestion. Malgré cette réduction, on s'attend encore à une augmentation du recours au modèle des primes de marché. Depuis l'automne 2012, l'Allemagne parle toujours plus de modifier les mécanismes de subventionnement dans le domaine des énergies renouvelables afin de pallier l'augmentation des coûts dus aux énergies renouvelables. Une extension de la prime de marché serait une solution. L'introduction d'un modèle de quotas ou de bonus est aussi en discussion, comme c'est par exemple le cas au Danemark ou en Suède. Pour le moment, l'Allemagne ne sait pas encore quelle direction prendra la révision de la loi sur les énergies renouvelables (EEG). On part du principe que des décisions concernant d'éventuelles modifications ne seront prises qu'après les élections parlementaires de l'automne 2013.

Es

Anzeige

5 + 5 règles vitales pour les travaux sur ou à proximité d'installations électriques

L'électricité est invisible. Elle constitue cependant un danger mortel. Il faut impérativement observer les règles vitales de la Suva et stopper les travaux en cas de danger. www.suva.ch

suvapro
Le travail en sécurité