
IASS POLICY BRIEF 2/2013

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, November 2013

Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende

Dr. David Jacobs, Dr. Dominik Schäuble,
Benjamin Bayer, Carolin Sperk,
Prof. Dr. Klaus Töpfer

IASS
POTSDAM



Die Energiewende findet weiterhin breite Zustimmung in der Bevölkerung. Eine Mehrheit unterstützt den Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Umbau des Stromsystems. Die Akzeptanz und Unterstützung der Bevölkerung sind die tragende Säule des Gemeinschaftswerks Energiewende. Allerdings werden die steigenden Verbraucherstrompreise zunehmend als Belastung wahrgenommen. In der einseitig geführten Debatte um die Kosten der erneuerbaren Energien und den Anstieg der Strompreise wird nicht deutlich, dass Anlagen aus erneuerbaren Energien bereits heute zu ähnlichen Kosten Strom produzieren wie neue konventionelle Kraftwerke. Vor allem wird der Nutzen der Energiewende – die Umstellung auf ein CO₂- und nuklearenergiefreies Energiesystem – in der Öffentlichkeit fast gar nicht diskutiert.

Für die erfolgreiche Weiterführung der Energiewende und die Umsetzung einer notwendigen Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) kann die Kostendebatte konstruktiv genutzt werden. Die Plattform Energiewende am IASS (TPEC) hat für die künftige Ausgestaltung des EEGs und die Aktivierung der abschaltbaren Lasten detaillierte Vorschläge erarbeitet, die zeitnah in einer ausführlichen Studie veröffentlicht werden.

Zusätzlich wird ein Vorschlag unterbreitet, wie die durch EEG-Altanlagen verursachten Kosten gerechter verteilt und die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mittlerweile auf dem Niveau neuer thermischer Kraftwerke angelangt sind, besser im Preis reflektiert werden können. Die TPEC-Empfehlungen gehen bewusst auf die Besonderheiten der verschiedenen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern und die politisch gewollte Erzeugerstruktur ein.

■ **Empfehlung 1:** Altanlagen künftig nicht mehr ausschließlich über die EEG-Umlage finanzieren, damit sinkt der Strompreis, und die Haushalte werden entlastet.

■ **Empfehlung 2:** Das Erneuerbare-Energien-Gesetz so ausgestalten, dass die Finanzierungskosten minimiert werden und möglichst vielen Bürgerinnen und Bürgern auch in Zukunft Investitionsmöglichkeiten geboten werden.

■ **Empfehlung 3:** Das Potenzial flexibler Lasten nutzen und bestehende Hürden für ihre Marktteilnahme zeitnah abbauen.

1. Vorschläge für die Finanzierung von EEG-Altanlagen

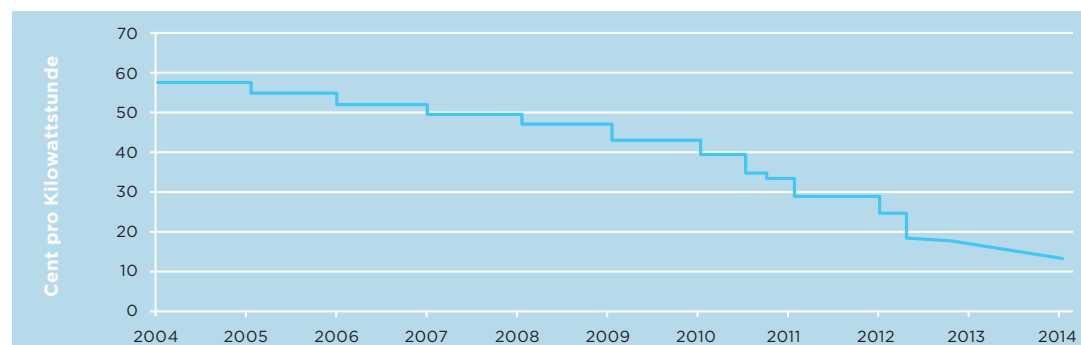
Gegenwärtig werden die Kosten erneuerbarer Energien umlagefinanziert. Der garantiert abgenommene Strom wird über 20 Jahre vergütet und die Differenz zwischen der Vergütungshöhe und den Vermarktungserlösen wird als Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen. Für das Jahr 2014 wird die EEG-Umlage von derzeit 5,277 ct/kWh auf 6,240 ct/kWh erhöht.

Die Komplexität bei der Berechnung der EEG-Umlage ist in der Öffentlichkeit nur sehr schwer vermittelbar. In den vergangenen Jahren sind sowohl der Strompreis als auch die EEG-Umlage gestiegen. Daher entsteht in der Öffentlichkeit der Eindruck, dass der Strompreis einzig und allein aufgrund der Förderung erneuerbarer Energien steigt. Andere Faktoren – steigende Preise fossiler Brennstoffe, der preissenkende Effekt von erneuerbaren Energien auf dem Spotmarkt, der die EEG-Umlage erhöht, etc. – werden in der Diskussion meist nicht berücksichtigt. Die steigende EEG-Umlage wird dadurch vermehrt als Hindernis für das Gelingen der Energiewende wahrgenommen.

Ein Großteil der aktuellen Zahlungsverpflichtungen für die heutige EEG-Umlage betrifft allerdings Altanlagen, die seit dem Jahr 2000 ans Netz gegangen sind und – insbesondere im Bereich der Photovoltaik (PV) – zu sehr hohen Vergütungssätzen gefördert werden. Dabei ist insbesondere der starke Ausbau der Photovoltaik in den Jahren 2010, 2011 und 2012 entscheidend. Die Zahlungsverpflichtungen für diese Anlagen sind unter dem bestehenden Arrangement auch für einen signifikanten Teil der zukünftigen Kosten (der kommenden Dekade) verantwortlich.

Die Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien sind in den letzten Jahren deutlich gesunken – insbesondere im Bereich der Photovoltaik – und liegen heute auf einem deutlich niedrigeren Niveau als noch bei der letzten EEG-Novelle im Jahr 2011. Diese Tendenz wird sich fortsetzen und muss durch die Gestaltung des EEG unterstützt werden.

EINSPEISEVERGÜTUNG FÜR PV-ANLAGEN BIS 30 KW



Quelle: IASS auf Basis von EEG 2004, 2009 und 2012

Über das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die damit verbundene EEG-Umlage wurden die Forschung und Entwicklung der Technologien vorangebracht und somit die globale Verbreitung ermöglicht – auch in Entwicklungsländern. Diese Signalwirkung muss erhalten bleiben – nicht nur die deutsche Energiewende ist damit möglich, sondern auch „Nachhaltige Energie für alle“ (Ban Ki-moon)! Bei der Nuklearenergie zeigt sich beispielsweise aufgrund der jüngsten Entwicklung in Großbritannien, dass erneuerbare Energien schon heute günstiger sind.

Die Plattform Energiewende empfiehlt daher, Alternativen zur Umlagefinanzierung für Altanlagen zu prüfen, d. h. für alle Anlagen, die vor einem bestimmten Stichtag ans Netz gegangen sind. Für diese Anlagen, deren Einspeisevergütung oft weit über den aktuell geltenden Vergütungssätzen liegt, ist zu prüfen, ob deren Finanzierung aus der EEG-Umlage herausgelöst und dafür eine alternative Form der Finanzierung gefunden werden kann. Die hohen Vergütungssätze von Altanlagen sind als historische Forschungs- und Entwicklungskosten zu betrachten.

Auch bei anderen, konventionellen Technologien wurden diese Kosten nicht über eine Umlage auf den Strompreis finanziert. Eine alternative Finanzierung der EEG-Altlasten würde dazu beitragen, die zukünftigen Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien besser zu verteilen und die Energiewende sozialverträglicher zu gestalten. Anlagen, die nach dem Stichtag an das Netz gehen, würden auch in dem vorgeschlagenen Rahmen weiterhin umlagefinanziert – allerdings zu den geringen Vergütungssätzen der heute verfügbaren Technologien.



2. Vorschläge für die Novellierung des EEG

Angesichts der vielen verschiedenen Vorschläge zum Strommarktdesign der Zukunft sollte zunächst eine wesentliche Gemeinsamkeit festgehalten werden: Der Ausbau erneuerbarer Energien muss weitergehen, um eine nachhaltige und klimafreundliche Stromversorgung zu erreichen! Die Vorschläge von TPEC zielen auf die nächsten zehn bis 15 Jahre. Sie sind ein entscheidender Beitrag zu den langfristigen Zielen der Bundesregierung beim Klimaschutz: ein Anteil von mindestens 80 Prozent erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2050 und eine Senkung der CO₂-Emissionen um 40 Prozent bis 2020 und 80 bis 95 Prozent bis 2050.

Die gängige Unterscheidung zwischen erneuerbaren Energien und fossilen Erzeugungstechnologien ist für das Design des künftigen Strommarkts nicht mehr zielführend. Unser Vorschlag basiert deshalb auf einer klaren Unterscheidung von steuerbaren Erzeugungstechnologien (Kohle, Gas, Biomasse etc.) und dargebotsabhängigen Technologien (Wind und PV). Unstrittig ist, dass steuerbare Erzeugungstechnologien auf den Strompreis reagieren sollten, um so ihre Anlagenfahrweise an die Stromnachfrage anzupassen. Durch den hohen Anteil der Kapitalkosten und keinerlei Grenzkosten an den Stromgestehungskosten sollte bei Wind und Photovoltaik hingegen das oberste Ziel sein, die Kapitalkosten so gering wie möglich zu halten. Dies wirkt sich letzten Endes auch kostensenkend auf die Endkundenpreise aus. Die Wälzung eines gewissen Mengenrisikos (wie viele Kilowattstunden können zu den garantierten Preisen verkauft werden?) auf Wind- und PV-Erzeuger halten wir für möglich.

Die Differenzierung zwischen dargebotsabhängigen und steuerbaren Erzeugungstechnologien ist auch bezüglich der aktuell intensiv diskutierten und durch die Koalitionsverhandlungen vorangetriebenen Marktintegration ratsam. Zentral ist und bleibt die Frage, welche Erzeugungstechnologien auf Strompreissignale reagieren können und welche nicht (oder nur sehr bedingt).

Die vor allem von Windenergieanlagenbetreibern genutzte Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie verlagert, verglichen mit der Festpreisvergütung, einen Teil des Preisrisikos auf die Anlagenbetreiber. Die Anlagenbetreiber/Direktvermarkter können auf dieses Risiko durch eine Verbesserung der Prognosegüte, eine alternative Anlagenauslegung sowie das Abregeln der Anlagen bei negativen Strompreisen reagieren. Durch diese Reaktionen auf den Marktpreis soll das Angebot besser an die Nachfrage angepasst und ein Nutzen für das System erzeugt werden.

Bislang ist allerdings zweifelhaft, ob dieser Nutzen eintritt. In jedem Fall entstehen zusätzliche Kosten durch die Managementprämie im Vergleich zur Festpreisvergütung. Für die Güte der Prognosen stellt die Portfoliogröße einen entscheidenden Parameter dar. Daher sind die Prognosen der Direktvermarkter nach wie vor schlechter als jene der Übertragungsnetzbetreiber. Zudem gibt es keine Belege dafür, dass sich die Anlagenauslegung von Wind- und PV-Anlagen geändert hätte. Die Abregelung von Windenergie- und PV-Anlagen bei negativen Strompreisen hat bisher nur in begrenztem Maße stattgefunden, da viele Anlagen noch nicht fernsteuerbar sind, dies müsste sich jedoch zügig ändern. Grundsätzlich ist

zu sagen, dass das Abregeln bei negativen Strompreisen zwar die EEG-Umlage entlastet, gleichzeitig aber wichtige Anreize hinsichtlich der Flexibilisierung der trägen konventionellen Kraftwerke abschwächt oder unwirksam macht.

Verschiedene Institutionen, die Vorschläge für die Reform des EEG vorgelegt haben, sehen in der gleitenden Marktprämie ein Übergangsinstrument zu einer fixen Marktprämie. Bei der fixen Marktprämie ist das Risiko der unsicheren Entwicklung der Marktpreise über den Refinanzierungszeitraum (z. B. 20 Jahre) erheblich. Daraus resultiert eine Erhöhung der Risikoprämien bei der Anlagenfinanzierung. Das Profil der Stromerzeugung von Windenergie- und PV-Anlagen wird sich dadurch aufgrund der technischen Gegebenheiten auf absehbare Zeit nicht wesentlich ändern. Daher ist es notwendig, Anreize zu setzen, die Stromerzeugung von verschiedenen erneuerbaren Energieträgern zu kombinieren.

Für Vergütungsoptionen wie Marktintegration gilt gleichermaßen: Für das Gelingen des Gemeinschaftswerks Energiewende sollte ein Strommarktdesign entwickelt werden, das es auch kleinen Akteuren (privaten Haushalten, Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften etc.) ermöglicht, sich aktiv an der Finanzierung der Energiewende zu beteiligen. Dabei ist zu beachten, dass kleinere Akteure tendenziell niedrigere Renditeerwartungen haben, dafür jedoch bei ihren Investitionsentscheidungen auch risikoscheuer sind.

Der sich abzeichnende politische Kompromiss zur Reform des EEG erklärt die vollständige Refinanzierung der Erneuerbare-Energien-Anlagen über

den Strommarkt zum mittelfristigen Ziel. Diese Zielsetzung verkennt die Dargebotsabhängigkeit und Kapitalkostenintensität von Windenergie- und PV-Anlagen und erschwert damit eine breitere Bürgerbeteiligung. Wir schlagen auf Grundlage der oben ausgeführten Überlegungen Folgendes vor:

- Die Finanzierung von Wind- und PV-Anlagen weiterhin über reformierte Einspeisevergütungen zu organisieren, die die tatsächlichen Stromgestehungskosten reflektieren: Wind- und PV-Anlagen haben einen sehr hohen Kapitalkostenanteil, keine Brennstoff-/Grenzkosten und sind nicht steuerbar, soweit nicht Speichertechnologien verfügbar gemacht werden können. Die Festpreisvergütung ermöglicht weitgehende Ertragssicherheit und minimiert dadurch die Risikozuschläge bei der Anlagenfinanzierung. Dadurch sinken die Gesamtkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien. Darüber hinaus ist eine Wälzung von Preisrisiken (d. h. Preisschwankungen auf dem Spotmarkt) auf Wind- und PV-Erzeuger nicht produktiv, da diese Anlagen aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung nur sehr begrenzt fähig sind, auf Marktpreise zu reagieren (nur bei negativen Strompreisen, siehe unten). Eine Flexibilisierung des Systems kann durch ein Zusammenspiel unterschiedlicher erneuerbarer Energien erreicht werden.
- Anlagenbetreiber werden verpflichtet, jede produzierte Kilowattstunde Wind- und PV-Strom zu den festgelegten Preisen ins Stromnetz einzuspeisen. Nur Anlagen, die zu keinem Zeitpunkt von regulierten Preisen profitiert haben, sollten die Möglichkeit erhalten, den Strom anderweitig zu nutzen oder zu vermarkten (z. B. Eigenverbrauch). Mitnahmeef-

fekte zugunsten von Wind- und PV-Anlagenbetreibern werden dadurch reduziert.

- Die Preisregulierung für Wind- und PV-Anlagen sollte auch nach der 20-jährigen Vergütungsdauer fortgesetzt werden („Goldenes Ende“): Die Einspeisevergütung wird dann auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten der abgeschrieben Wind- und PV-Anlagen (plus einer gewissen Rendite für den Anlagenbetreiber) abgesenkt, und die Erlöse kommen weiterhin dem EEG-Konto zugute und können für die Finanzierung der Altlasten genutzt werden. Die Einspeisung des erzeugten Wind- und PV-Stroms ist für diejenigen Erzeuger verpflichtend, die zuvor Einspeisevergütungen erhalten haben. Durch die Regulierung des ‚Goldenen Endes‘ können Mitnahmeeffekte verhindert und kann der Letztverbraucher an den wirtschaftlichen Vorteilen von abgeschrieben Wind- und PV-Anlagen beteiligt werden. So leisten Wind- und PV-Anlagen einen Beitrag zur Finanzierung des Gesamtsystems. Diese Regelung könnte auch für Bestandsanlagen eingeführt werden.

- Die Vermarktung von Wind- und PV-Strom sollte zentral organisiert werden. Die zentrale Vermarktung ermöglicht eine höhere Prognosegüte, senkt damit die Kosten für Regelenergie und erhöht die Versorgungssicherheit. Für einen verbesserten Intraday-Handel sollte der zentrale Vermarkter auf Isteinspeisungsdaten der Anlagenbetreiber zurückgreifen können. Grundsätzlich sollte die Fernsteuerbarkeit der Erneuerbare-Energien-Anlagen verpflichtend werden, damit Vermarkter und Netzbetreiber darauf zugreifen können, wenn es erforderlich ist. Sollte eine zentrale Vermarktung aufgrund mögli-

cher Änderungen des europäischen Beihilferechts in Zukunft nicht mehr möglich sein, sollte der Gesetzgeber in jedem Fall eine De-minimis-Regelung (Leistungsuntergrenze für Direktvermarktung) für kleine Erzeuger durchsetzen. Die Pflicht zur Direktvermarktung sollte nicht für Kleinanlagen gelten. Auch für Bürgerwindparks sollte der Gesetzgeber Sonderregelungen ermöglichen, da zu befürchten ist, dass diese Betreiberstrukturen die mit der Direktvermarktung verbundenen Risiken nicht schultern können.

- Das Marktprämienmodell sollte vornehmlich für steuerbare erneuerbare Energien genutzt und weiterentwickelt werden. Insbesondere für Biogas und Biomasse ist die Marktintegration über Strompreissignale sinnvoll. Hier kann der Anlagenbetreiber die Fahrweise steuern und an die Stromnachfrage anpassen. Die summierte Einspeisung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen kann damit verstetigt werden. Steuerbare Anlagen sind in der Lage, durch Reaktion auf Marktpreise ihre Erlöse zu optimieren, die Risikowälzung ist hier produktiv. Daher sollte das bestehende Marktprämienmodell zunächst fortgesetzt und ausgebaut werden. Entsprechend ist für steuerbare erneuerbare Energien auch die Direktvermarktung sinnvoll. Die geplante verpflichtende Direktvermarktung von großen Biogasanlagen ab 2014 geht dabei in die richtige Richtung. Zudem sollte geprüft werden, ob die Flexibilitäten von Biogas durch eine vermehrte Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden können.

-
- Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen sollte durch einen vorausschauenden Netzausbau weitestgehend verhindert werden. In ausgewiesenen Windvorranggebieten sollte dem Netzbetreiber beispielsweise ein vorausschauender Netzausbau ermöglicht werden. Sollte es im Rahmen von Netzengpässen dennoch zur Abregelung kommen, ist eine Risikowälzung auf Wind- und PV-Anlagen möglich. Die nicht abgenommenen Strommengen werden dann nicht länger vergütet. Dafür verlängert sich jedoch der Vergütungszeitraum um die Anzahl der abgeregelten Stunden (20 Jahre plus x Stunden).
 - Bei stark negativen Strompreisen können Wind- und PV-Erzeuger das Mengenrisiko übernehmen. Der zentrale Vermarkter sollte in diesem Fall die Möglichkeit haben, Wind- und PV-Anlagen abzuregeln und die Vergütungszahlungen auszusetzen. Einerseits wird so das EEG-Konto entlastet. Andererseits bestehen immer noch Anreize zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke.
 - Die Festlegung der Vergütungssätze sollte auf Grundlage einer fundierten Markt- und Technologieanalyse und nach einer transparenten Berechnungsmethode durch eine unabhängige Fachbehörde erfolgen. Technischer Fortschritt und Größenvorteile werden auch in Zukunft die Vergütungssätze deutlich sinken lassen. Dieser Prozess ist zeitnah und unabhängig zu organisieren. Die Grundlagen des EEGs werden dagegen weiterhin im parlamentarischen Verfahren festgelegt.

3. Vorschläge für Aktivierung flexibler Lasten

Die Erzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist nicht beliebig steuerbar. Zur Deckung der Residuallast sind deshalb sogenannte Flexibilitätsoptionen nötig, zu denen auch steuerbare Kapazitäten gehören. Sie übernehmen künftig die Aufgabe, bei Windflaute und geringem Sonnenschein eine gesicherte Leistung bereitzustellen. Sie ermöglichen zudem, einen hohen Anteil („Überschüsse“) an Windenergie und Photovoltaik zu integrieren und sichern den Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei schnellen Änderungen der Residuallast oder bei Prognoseabweichungen.

Neben steuerbaren Kraftwerken (z. B. Gaskraftwerk) oder Energiespeichern (z. B. Pumpspeicherkraftwerk) können zu einem gewissen Grad auch flexible Lasten einen wichtigen Beitrag leisten. Der deutsche Elektrizitätsmarkt bietet für flexible Lasten den Energiemarkt (Börsenhandel oder OTC-Handel), den Regelleistungsmarkt und die Verordnung für abschaltbare Lasten (kurz AbLaV) an. Damit flexible Lasten einen größeren Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien leisten können, schlagen wir die nachfolgenden Änderungen vor:

- Am Regelleistungsmarkt wird die Vorhaltung von elektrischer Leistung gehandelt, die zur Frequenzhaltung bei Bedarf abgerufen wird, um Erzeugung und Verbrauch wieder auszugleichen. Damit flexible Lasten diese Aufgabe verstärkt übernehmen können, sind die Produkte am Regelleistungsmarkt anzupassen. Beispielsweise kann der Ausschreibungszeitraum von bis zu einer Woche stets auf einen Tag reduziert werden. Zudem kann die Mindestproduktlaufzeit von bis zu 24 Stunden auf eine Stunde verkürzt werden.

- Im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) kann der Übertragungsnetzbetreiber bislang flexible Lasten bei hohen Preisen am Energiemarkt, für Redispatch-Maßnahmen oder zur Frequenzhaltung einsetzen. Die Vermischung dieser Einsatzzwecke führt zu einer inkonsequenten Ausgestaltung der Verordnung, sodass der Systemnutzen fraglich ist. Des Weiteren kann durch die dort gestellten Anforderungen an flexible Lasten keine breite Flexibilisierung der Nachfrage angereizt werden. Stattdessen könnte eine Integration von flexiblen Lasten im Rahmen des Regelleistungsmarktes forciert werden.

- Unternehmen mit flexiblen Lasten sind auf sogenannte Aggregatoren angewiesen, die viele verschiedene Lasten bündeln und entsprechend den Marktbedingungen anbieten. Diese Aufgabe könnten Stromversorger oder unabhängige Aggregatoren von flexiblen Lasten übernehmen. In vielen Energiemärkten weltweit haben unabhängige Aggregatoren vorhandenes Lastmanagementpotenzial gehoben, sodass es auch für Deutschland erstrebenswert wäre, die Rolle von unabhängigen Aggregatoren durch eine gesetzliche Definition zu stärken. Dies beinhaltet unter anderem auch Standardverträge zwischen den unabhängigen Aggregatoren und den anderen involvierten Akteuren des Elektrizitätsmarktes (Bilanzkreisverantwortlicher etc.) zu etablieren.

■ Bei der Marktintegration von flexiblen Lasten besteht weiterer Forschungsbedarf, da die regulatorischen Rahmenbedingungen in anderen Ländern nicht unverändert für Deutschland übernommen werden können. Eine Arbeitsgruppe (z. B. im Rahmen der Bundesnetzagentur) ist mit den wesentlichen Fragestellungen zu beauftragen, zum Beispiel um

Standards für Mess- und Verifizierungsmethoden zu definieren oder die Parameter von Kapazitätsprogrammen für flexible Lasten zu erarbeiten. Zudem ist zu prüfen, ob die Erfahrungen aus den Kapazitätsmärkten in den USA auf Deutschland übertragbar sind. ■

Plattform Energiewende (TPEC)

Die Plattform Energiewende (Transdisciplinary Panel on Energy Change, TPEC) des IASS will die Energiewende wissenschaftlich begleiten und so einen Beitrag zu dem Gemeinschaftswerk leisten. Dabei sollen Interessen und Akteure aus den Bereichen Wissenschaft, Politik, Wirtschaft und Gesellschaft zusammengeführt werden, um unterschiedliche Fragen und Sichtweisen aufzugreifen und gleichzeitig die Debatte zu versachlichen.

Zu unseren Schwerpunkten zählen unter anderem: Strommarktdesign, Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien, Netzausbau, Akzeptanz in der Bevölkerung und Energieeffizienz. Hierbei beschränken wir uns nicht nur auf die deutsche Sichtweise, sondern berücksichtigen auch europäische und internationale Perspektiven. Wir begleiten das gesamtgesellschaftliche Vorhaben transdisziplinär und unabhängig, dienen als zentrale Anlaufstelle aller Akteure und geben konkrete Politikempfehlungen.



Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) e. V.

Das 2009 in Potsdam gegründete Institut für Nachhaltigkeitsstudien ist zugleich eine international vernetzte Forschungseinrichtung und ein transdisziplinär arbeitender Thinktank. Ziel des mit öffentlichen Mitteln geförderten Instituts ist es, mit seiner Spitzenforschung Entwicklungspfade für die globale Transformation zu einer nachhaltigen Gesellschaft aufzuweisen und interaktiv den Dialog zwischen Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zu fördern. Forschungsgebiete sind die globale Nachhaltigkeitspolitik, innovative Technologien für die Energieversorgung der Zukunft, die nachhaltige Nutzung von Ressourcen wie Ozeane, Böden oder Rohstoffe sowie die Herausforderungen für unser Erdsystem durch Klimawandel und Luftverschmutzung.

IASS Policy Brief 2/2013 November 2013

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Redaktion:
Corina Weber

Adresse:
Berliner Straße 130
14467 Potsdam
Deutschland
Telefon 0049 331-28822-340
www.iass-potsdam.de

E-Mail:
media@iass-potsdam.de

Vorstand:
Prof. Dr. Dr. hc. mult. Klaus Töpfer
Prof. Dr. Dr. hc. mult. Carlo Rubbia
Prof. Dr. Mark Lawrence

Generalsekretär:
Dr. Dr. Mario Tobias

DOI: 10.2312/iass.2013.003
ISSN: 2196-9221



Gefördert vom:



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

