

Power Systems



Positionspapier

EEG 2.0 und Strommarktdesign 2.0 – Jetzt die Energiewende entschlossen anpacken



Oktober 2013

Inhalt

1. Entschlossenheit in der Energiewende zeigen
2. Gegenwärtige Situation in der deutschen Energiepolitik
3. Bausteine eines EEG 2.0. - Eine Weiterentwicklung für den systemkompatiblen Ausbau erneuerbarer Energien
4. Eigenstromerzeugung ins Energiesystem einbetten und stärken
5. Den Energy Only Markt optimieren
6. Versorgungssicherheit durch flexible Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement - ein zusätzlicher Markt ist notwendig
7. Den Umbau der Netzinfrastruktur voranbringen
8. Die Energiewende europäisch denken

1. Entschlossenheit in der Energiewende zeigen

Mit der Energiewende möchte Deutschland eines seiner größten Infrastrukturprojekte verwirklichen. Das Ziel: Deutschland soll zu einer der energieeffizientesten und klimafreundlichsten Volkswirtschaften weltweit werden. Gleichzeitig jedoch muss die Energieversorgung langfristig gesichert und bezahlbar sein. Gerade die Bezahlbarkeit der Energiewende war in diesem Jahr und besonders während des Bundestagswahlkampfes eines der meist diskutierten Themen. Dabei kamen in der Debatte zwei Aspekte zu kurz: Zum einen blieben die so genannten externen Kosten, wie beispielsweise Umweltschäden häufig unberücksichtigt. Eine langfristige Betrachtung der Kostenentwicklung wurde nicht vorgenommen. Zum anderen wurden unter der Energiewende auch Projekte subsumiert, die ohnehin angegangen hätten werden müssen. Ein Beispiel hierfür ist der teilweise veraltete Kraftwerkspark in Deutschland. Keine Frage, die Energiewende muss bezahlbar bleiben! Das ist nicht nur für den Standort Deutschland, sondern auch mit Blick auf den Export von Schlüsseltechnologien wichtig. Gerade der Maschinen- und Anlagenbau, dessen Lösungskompetenz besonders gefragt ist, hat ein Interesse, aus der Energiewende einen bezahlbaren Prototyp für den weltweiten Absatzmarkt zu machen. Die vergangenen zwei Jahre in der Energiepolitik Deutschlands waren geprägt durch singuläre Aktionen. Wer nur an der Schraube des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) drehen möchte, wird der Herausforderung nicht gerecht und wird die Energiewende nicht nachhaltig zum Erfolg führen können. Er wird die bereits erzielten Erfolge gefährden und die Probleme der Zukunft nicht lösen. Vielmehr brauchen wir ein tragfähiges Gesamtkonzept, das die Entschlossenheit zeigt, die Energiewende erfolgreich umzusetzen. Die Welt blickt auf Deutschland und ein Erfolg wird als „Best Practice“ große Nachahmer-Effekte gewährleisten. Daher ist es dringend an der Zeit, ein solches tragfähiges Gesamtsystem zu entwickeln und Entschlossenheit in der Energiewende zu zeigen.

Unsere Bausteine für ein EEG 2.0 und ein Strommarktdesign 2.0 sind:

- Ein zukünftiges Strommarktdesign 2.0 muss umfassend ausgelegt sein und neben der Optimierung der am Energy-Only-Markt (EOM) gehandelten Strommengen auch die Bereitstellung gesicherter Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Entwicklung neuer Flexibilitätsprodukte, die Integration der Erneuerbaren Energien, den CO₂-Markt, die Speicher- und Netzinfrastruktur sowie das Lastmanagement einbeziehen.
- Die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) soll durch eine grundlegende Reform des EEG erfolgen. Ein solches EEG 2.0 basiert auf der Einführung einer verpflichteten Direktvermarktung für alle EE-Neuanlagen sowie der Übernahme von Systemverantwortung durch die EE-Anlagen. Nur so kann es gelingen, den Wachstumspfad der erneuerbaren Energien auf ein verlässliches Fundament zu stellen.
- Eine nachhaltige Stärkung des Strom-Eigenverbrauchs implementieren, ohne die Entsolidarisierungsdebatte zu verschärfen. Dazu bedarf es einer Übernahme der durch die Eigenerzeugung verursachten Systemkosten. Eine Belastung der Eigenstromerzeugung mit EEG-Umlage ist nicht verursachungsgerecht.
- Der Energy-Only-Markt muss als führender Markt für die Kraftwerkseinsatzplanung bestehen bleiben. Er muss jedoch gestärkt werden und die richtigen Signale für die benötigten flexiblen Kapazitäten von Erzeugung und Nachfrage setzen. Dazu sollte

insbesondere der Regelenergiemarkt und die Ausgleichsenergieverrechnung angepasst werden. Das bestehende Bilanzkreismanagement muss die Regelenergie höher bewerten, um die Fahrplantreue zu steigern.

- Die Versorgungssicherheit ist durch einen zusätzlichen Markt für Versorgungssicherheit sicherzustellen. Er ist wettbewerblich zu organisieren und muss die dringend notwendigen Flexibilitäten, sowohl im Kraftwerksbereich als auch bei den Speicherkapazitäten und im Bereich des Lastmanagements heben. Durch diesen zusätzlich zum Energy-Only-Markt einzuführenden Leistungs- und Flexibilitätsmarkt wird die Innovationskraft und Lösungskompetenz der deutschen Wirtschaft angereizt und es werden Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten ermöglicht. Damit wird die Versorgungssicherheit gewährleistet.
- Der Umbau der Netzinfrastruktur ist zwingende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Basis für den weiteren Netzausbau muss die Netzausbauplanung koordiniert durch die Bundesnetzagentur sein.
- Das EEG 2.0 und Strommarktdesign 2.0 müssen europäisch gedacht werden. Eine Einbettung der Marktstrukturen in ein europäisches Gesamtkonzept ist unumgänglich, wenn die Idee eines europäischen Binnenmarkts nicht ad acta gelegt werden soll. Eine Harmonisierung der Förderbedingungen muss langfristig angestrebt werden, ist aber zum jetzigen Zeitpunkt noch verfrüht. Neue Instrumente wie Leistungs- und Flexibilitätsmärkte müssen von Beginn an anschlussfähig gestaltet werden.

Um den Umbau des Energiesystems nachhaltig und effizient zu gestalten, sind auf bundespolitischer Ebene, aber auch zwischen Bund und Ländern berechenbare und über das Ende von Legislaturperioden hinaus verlässliche Rahmenbedingungen notwendig. Dies gilt sowohl kurz- und mittelfristig, wenn der Maschinen- und Anlagenbau und seine Kunden eine tragfähige Basis für Investitionsentscheidungen benötigen, als auch mit Blick auf die Ausrichtung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten.

Wir möchten mit diesen Bausteinen für ein EEG 2.0 und ein Strommarktdesign 2.0 unseren Beitrag leisten, die zweite Stufe der Energiewende zu zünden und einen bezahlbaren Prototyp für den weltweiten Absatzmarkt zu gestalten.

2. Gegenwärtige Situation in der deutschen Energiepolitik

Die Energiewende wird zu Recht als eines der größten Projekte in der Geschichte Deutschlands bezeichnet. Dabei ist die Umsetzung der Energiewende sowohl eine Herausforderung als auch eine Chance. Die Herausforderung gilt es zu meistern und die Chancen konsequent zu nutzen. Die Energiewende ist sowohl in allen politischen Parteien als auch in der breiten Öffentlichkeit Konsens. Es kann festgestellt werden, dass die politisch gesetzten Mindestziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht, beziehungsweise übertroffen werden. Das EEG hat dazu maßgeblich beigetragen und wurde weltweit vielfach übernommen. Dadurch hat der Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch inzwischen eine Dynamik angenommen, die die bestehenden Geschäftsmodelle für den Betrieb und den Neubau und Modernisierung von notwendiger gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland und Europa in Frage stellt.

Die erneuerbaren Energien decken heute rund ein Viertel des deutschen Strombedarfs und senken damit Jahr für Jahr die Strompreise an der Strombörse. Gleichzeitig steigen die

Stromkosten für private Haushalte und Unternehmen stetig an und gefährden damit zwei tragende Pfeiler der Energiewende: die Wettbewerbsfähigkeit und die Akzeptanz. Der Umbau der Energieversorgung ist geprägt durch einen wachsenden Anteil nicht steuerbarer Kraftwerke aus regenerativen Energiequellen (Wind und Sonne), die nahezu keine Grenzkosten besitzen und auf der anderen Seite einen sinkenden Anteil von steuerbaren Kraftwerken, die vor allem aufgrund ihres Brennstoffbezugs Grenzkosten besitzen.

Das systemische Miteinander dieser steuerbaren und nichtsteuerbaren Kraftwerke ist bis dato nicht adressiert worden. Die wachsende Unsicherheit über die Entwicklung am Strommarkt lässt Investoren zögern. Geschäftsmodelle für die auch in Zukunft dringend notwendigen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind nicht mehr vorhanden.

Der sinkende Strompreis an der Strombörse, der steigende Strompreis für die Verbraucher, die fehlenden Geschäftsmodelle für neue steuerbare Kraftwerkskapazitäten sowie der zeitlich und räumlich nicht koordinierte Ausbau der erneuerbaren Energien haben in Deutschland zu einer Situation geführt, die durch sinkende Akzeptanz die Umsetzung der Energiewende massiv zu gefährden droht.

Damit wird sehr deutlich: Der heute bestehende Strommarkt vermag die politisch gesetzten Ziele nicht mehr zu erfüllen, und die heutigen Strukturen müssen grundlegend verändert werden. Energiepolitische Instrumente müssen weiter entwickelt werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits, die dringend benötigten steuerbaren Kraftwerke andererseits, die Verbindung mit intelligenten Netzen, Speichern und Lastmanagement letztlich zu gewährleisten. Nur so wird es möglich sein, den derzeitigen Investitionsstau aufzuheben und die zweite Stufe der Energiewende erfolgreich zu zünden. Das vorliegende Papier des VDMA Power Systems wurde unter breiter Mitwirkung der verschiedensten Akteure des Maschinen- und Anlagenbaus entwickelt. Es zeigt Lösungsmöglichkeiten auf und soll dazu dienen, den Diskurs mit der Politik und der Gesellschaft zu vertiefen.

Im Zentrum unserer Vorschläge stehen dabei eine neue Form der Verantwortung von Stromerzeugern und Stromvertrieben, die Schaffung zusätzlicher Strommarktprodukte und die stärkere Nutzung marktwirtschaftlicher Instrumente. Dabei setzen wir auf die Weiterentwicklung bestehender energiepolitischer Instrumente wie zum Beispiel des EEG. Wir vermeiden ganz bewusst Systembrüche, die nur dazu geeignet wären, den bisherigen Erfolg zunichte zu machen. Allerdings muss eines ganz klar sein: Ein „Weiter so“ kann es nicht geben. Zudem liegen in der Weiterentwicklung der energiepolitischen Instrumente enorme Chancen, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, die auch als Prototyp für andere Länder genutzt werden können. Der Maschinen- und Anlagenbau ist elementar darauf angewiesen, die Entwicklung neuer Technologien verbunden mit neuen Geschäftsmodellen voranzutreiben. In diesem Sinne kann und darf Deutschland nicht isoliert betrachtet werden, sondern vielmehr als Wegweiser für eine erfolgreiche europäische Energiepolitik – Infrastrukturtechnologien werden angesichts enormer Entwicklungskosten nur dann entwickelt werden, wenn mindestens eine europäische, oft sogar globale Marktperspektive besteht. Daher enthält unser Konzept auch Vorschläge, wie die weitere Entwicklung der energiepolitischen Instrumente in den gesamteuropäischen Kontext eingebunden werden kann.

3. Bausteine eines EEG 2.0. - Eine Weiterentwicklung für den systemkompatiblen Ausbau erneuerbarer Energien

Das deutsche Stromeinspeisungsgesetz und in seiner Nachfolge das EEG bildet die Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Durch seine technologiespezifische Ausgestaltung, den Einspeisevorrang sowie die fixe Einspeisevergütung wurde der Grundstein gelegt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zu einer Erfolgsgeschichte zu machen.

Die Zahlen sprechen eine klare Sprache. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland beträgt rund ein Viertel. Gleichzeitig hat die deutsche Industrie enorme technologische Fortschritte erzielt, so dass die Stromgestehungskosten beispielsweise der Windenergieanlagen an Land in den letzten zehn Jahren um rund ein Drittel gesunken sind. Auch in anderen Bereichen konnten ähnliche oder zum Teil noch höhere Kostensenkungen realisiert werden. Eine Detailbetrachtung zeigt jedoch sehr schnell die Herausforderungen, denen wir heute begegnen müssen: Der Bioenergiemarkt ist nach einer Boomphase nahezu vollständig zusammengebrochen. Der Ausbau der Photovoltaik-Anlagen hat ungewollte und ungeahnte Dimensionen erreicht. Dieses hat die Politik erkannt und mit dem „atmenden Deckel“ Gegenmaßnahmen eingeleitet. Die Auftragsbücher der Offshore Wind Industrie haben seit fast einem Jahr aus Deutschland keinen Zuwachs erhalten und für die Wasserkraftanlagen ist Deutschland als Markt nicht mehr erkennbar. Lediglich die Onshore Windenergie leistet seit Jahren einen relativ gleichbleibenden Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Ihr Ausbauvolumen beläuft sich auf etwa 2,5 bis 3 GW pro Jahr. Die Aussichten für die Onshore Windenergie sind allerdings auch nicht sicher. Diese Fakten belegen also deutlich: Der Ausbau der erneuerbaren Energien verläuft nicht homogen und problemlos. Auf der anderen Seite führt der Einspeisevorrang mit der fixen Vergütung zu einer gewissen „Produce and Forget“ Haltung, die bei einem Anteil von rund einem Viertel der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromerzeugung in dieser Form an ihre Grenzen kommt. Zudem senken die erneuerbaren Energien die Preise an der Strombörse, ohne dass die Mehrheit der Stromkunden von diesen gesunkenen Strompreisen profitieren kann. Die Schere zwischen den Preisen an der Strombörse und den Preisen bei den Stromkunden läuft immer weiter auseinander. Dies ist systemimmanent, da die Preise an der Strombörse lediglich die Grenzkosten der Kraftwerke abbilden, während die Stromkunden die Vollkosten der Stromerzeugung zu tragen haben.

Daher stehen folgende Herausforderungen im Mittelpunkt, die es schnellstmöglich anzugehen und zu meistern gilt:

- Die Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien ist immer schwieriger geworden. Die Vergütungsmechanismen innerhalb des EEG als einziger direkter Steuerungsmechanismus erscheint für eine Ausbausteuerung nicht geeignet.
- Der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien an der Strombörse wirkt sich in umgekehrter Weise auf die Preise der Stromkunden aus, die nicht unter den EEG-Privilegierungstatbestand fallen oder von den sinkenden Börsenstrompreisen profitieren können. Dies ist bei vielen Mittelständlern und den Haushaltskunden der Fall. Die Belastungsgrenze bei vielen Stromkunden ist mittlerweile erreicht.
- Die Geschäftsmodelle für steuerbare Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement-Potenziale sind de facto nicht mehr vorhanden. Ein Investitionsstau ist die Folge.

- Eine Synchronisation des Netzausbaus mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ist nicht gewährleistet.

Die wachsende Anzahl von Abregelungen erneuerbarer Energien, die wachsenden Zeiten negativer Strompreise sowie der steigende Stromexport zu grenzkostenbasierten Preisen verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten.

Um diese Herausforderungen adäquat adressieren zu können schlagen wir eine grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, ein EEG 2.0 vor. Im Mittelpunkt der EEG Reform steht die schrittweise Übernahme von Systemverantwortung durch die EE-Anlagen. Dadurch lässt sich eine Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien erreichen, ohne den weiteren Ausbau zu gefährden. Sehr wichtig ist uns die schrittweise Einführung der Systemverantwortung, um Systembrüche und damit Markteinbrüche zu verhindern und gleichzeitig die vielen kleinen und mittelständischen Marktteilnehmer über einen erweiterten Lernprozess in die Lage zu versetzen, der übertragenen Systemverantwortung auch gerecht werden zu können. Die nachfolgenden Empfehlungen beziehen sich nur auf Neuanlagen, da der Bestandsschutz für bereits bestehende Anlagen (d.h. Weitergelten der zum Inbetriebnahmezeitpunkt gemachten gesetzesbasierten, anlagenbezogenen Zusagen) in Deutschland ein sehr hohes Gut ist, das auf keinen Fall aufs Spiel gesetzt werden darf. Ferner muss durch eine Übergangsregelung der Tatsache Rechnung getragen werden, dass in Deutschland viele laufende Projekte mit einer finalen Investitionsentscheidung versehen sind, für die auf jeden Fall der bestehende EEG Rechtsrahmen Gültigkeit haben muss.

Für ein EEG 2.0 schlägt der VDMA folgende Bausteine vor:

- Kriterium der EEG Rahmenbedingungen

Die Investitionssicherheit für neue Kraftwerke, die im Rahmen des EEG gebaut werden, muss am Standort Deutschland weiter gewährleistet bleiben. Neben dem Bestandsschutz für getätigte Investitionen muss für Neuanlagen sichergestellt werden, dass die politischen Rahmenbedingungen nach der getroffenen Investitionsentscheidung unverändert bleiben. Als Kriterium für die Inanspruchnahme der EEG Rahmenbedingungen ist nicht mehr die Inbetriebnahme, sondern der Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung (FID) heranzuziehen. Die Förderung des erzeugten Stroms erfolgt wie bisher ab dem Tag der Inbetriebnahme (Vorschlag für eine Definition FID, siehe Anhang 1). Nur so wird es möglich sein, Projekte mit zum Teil sehr langen Projektlaufzeiten zu realisieren. Wenn es den Investoren nicht möglich ist, die EEG Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt des FID verlässlich zu kennen, werden die Investitionen ausbleiben.

- Marktintegration der Erneuerbaren Energien

Um die Marktintegration der Erneuerbaren Energien weiter voranzubringen, müssen die bestehenden Strukturen im EEG genutzt und weiter entwickelt werden. Durch eine stärkere Ausrichtung an Angebot- und Nachfragestrukturen kann der Wert des erneuerbaren Stromes gesteigert werden. Dabei sind Anlagenbetreiber und Stromvertriebe gleichermaßen gefragt, den Strom aus erneuerbaren Energien bestmöglich zu vermarkten. In einem ersten Schritt ist für neue Anlagen eine verpflichtende Direktvermarktung von erneuerbarem Strom mit einer gleitenden Marktprämie einzuführen. Dabei kann auf die Managementprämie verzichtet werden.

Die gleitende Marktprämie ist technologiespezifisch auszulegen und darf nur bei positiven Strompreisen gezahlt werden.

Bei der Direktvermarktung ist die Verantwortung für die Einhaltung des Fahrplans zu übernehmen, d.h. eine verbindliche Prognose ist für den Folgetag abzugeben. Die Wälzung der Marktprämie erfolgt – wie bisher – dem Verursacherprinzip folgend auf die Stromkunden unter Berücksichtigung der Überarbeitung der Privilegierungstatbestände.

Durch diesen Schritt wird den heutigen Marktakteuren die Möglichkeit gegeben, weitere Erfahrungen, insbesondere hinsichtlich der Finanzierung der Projekte zu sammeln. Basierend auf diesen Erfahrungen ist dann in einem zweiten Schritt eine technologiespezifische fixe Marktprämie einzuführen.

- Systemdienstleistungen der EE-Anlagen

Die Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistungsbereitstellung, Spannungshaltung) durch die EE-Anlagen ist ein unverzichtbarer Baustein bei der Umsetzung der Energiewende. Es ist nicht Aufgabe des EEG, den Minimalumfang der Systemdienstleistungen zu definieren. Vielmehr muss dies im Energiewirtschaftsgesetz mit Bezug auf die technische Regelsetzung der entsprechenden Gremien (z.B. FNN) erfolgen. Anstelle der Festlegungen im EEG ist unter Federführung der Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Prozess zu definieren, der unter der Maßgabe der Optimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten die technologiespezifischen Anforderungen an die Systemdienstleistungen der EE-Anlagen festlegt. Diese sind dann verpflichtend von allen EE-Anlagen analog zu der Verpflichtung der konventionellen Kraftwerke zu erbringen. Eine Systemdienstleistungs-Verordnung ist in einem EEG 2.0 obsolet. Für die Nachfrage nach Systemdienstleistungen, die über die Minimalanforderungen hinausgehen, sind marktbasierende Mechanismen zu etablieren.

- Privilegierungstatbestände im EEG überprüfen

Die Privilegierungstatbestände im EEG sind zu prüfen. Ausschlaggebend für die Inanspruchnahme der Privilegierung muss für den einzelnen Härtefall das Verursacherprinzip (Strombezug) sowie der Grad der Einbindung in den internationalen Wettbewerb sein. Dabei darf es keinen Unterschied zwischen großen und kleinen Stromverbrauchern geben, sondern der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten muss im Mittelpunkt der Bewertung stehen. Bei der Überprüfung ist ferner ein ausgewogener Mix zwischen den Interessen der Industrie und den privaten Stromverbrauchern zu finden. Eine übermäßige Privilegierung der Industrie zu Lasten der privaten Stromverbraucher wird die Akzeptanz der Energiewende stark schwinden lassen. Andererseits darf die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie nicht aufgrund hoher Strompreise den Standort Deutschland in Frage stellen. Obwohl der Maschinen- und Anlagenbau selbst nicht energieintensiv ist, so ist er doch auf die qualitativ hochwertigen Wertschöpfungsketten in Deutschland angewiesen, ohne die auch die Wettbewerbsfähigkeit des Maschinen- und Anlagenbaus stark leiden würde. In jedem Fall müssen die Privilegierungstatbestände europarechtskonform ausgestaltet werden. Das Damoklesschwert eines EU-Beihilfeverfahrens ist für die Industrie nicht tragbar. Ferner ist zu prüfen, ob die Privilegierung an Energiemanagementsysteme (inklusive Effizienz- oder Lastmanagement) gekoppelt werden kann.

- Zieldefinition des Ausbaus zwischen Bund und Ländern

Die Koordination der Interessen von Bund und Ländern ist dabei von zentraler Bedeutung, um die Ziele in Bezug auf den Umbau der Netzinfrastruktur in Einklang bringen zu können.

Unsere Forderungen:

1. Die Finale Investitionsentscheidung (FID) als auslösendes Kriterium für die EEG 2.0 Inanspruchnahme
2. Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie bei positiven Strompreisen für neue EE-Anlagen
3. Technologiespezifische Auslegung der Marktprämie
4. Streichung der Managementprämie
5. Nach einer Übergangszeit und basierend auf den Erfahrungen mit der verpflichtenden Direktvermarktung ist die gleitende Marktprämie in eine fixe Marktprämie umzuwandeln.
6. Koordination der Ziele zwischen Bund und Ländern

4. Eigenstromerzeugung ins Energiesystem einbetten und stärken

Die steuerbare dezentrale, also bedarfsgerechte Stromerzeugung und Nutzung ist hocheffizient, da sie den Stromtransport minimiert und die damit verbundenen Kosten reduziert. Allerdings sind der Dezentralität auch Grenzen gesetzt. Dies betrifft besonders die Nutzung, Vorhaltung und damit die Finanzierung des gesamten Energiesystems. Sofern die Eigenstromerzeugung und -nutzung im Inselbetrieb erfolgt, fallen keine Systemkosten an und dürfen daher auch nicht in Rechnung gestellt werden. Ist der Nutzer der Eigenstromerzeugung jedoch mit dem öffentlichen Netz verbunden, werden Systemkosten verursacht, die im Bereich der Netzkosten und der Bereitstellung der gesicherten Leistung liegen, daran muss sich der Eigenerzeuger verursachungsgerecht beteiligen. Die allein arbeitsbezogene Betrachtung auf die verbrauchte Kilowattstunde ist nicht zielführend, da sie keinen Bezug zu den Systemkosten hat.

In der politischen und öffentlichen Debatte hat die Befreiung der Eigenstromerzeugung von der EEG-Umlage zu einer Diskussion um eine hierin gesehene Entsolidarisierung geführt. Dieser Aspekt muss in der breiteren Debatte um eine Verteilungsgerechtigkeit der Kosten der Energiewende behandelt werden.

Der VDMA schlägt Folgendes vor:

- Die Netzentgeltberechnung ist von der heutigen rein arbeitsbezogenen auf eine zusätzlich leistungsbezogene Bemessungsgrundlage zu überführen. Dabei wäre die Peak-Anschlussleistung bei Eigenerzeugungsanlagen (ggf. auch für einen Anlagenpool) als Bemessungsgrundlage heranzuziehen.

- Ebenfalls muss sich der Nutzer der Eigenstromerzeugung an den Kosten für die Bereitstellung der gesicherten Leistung beteiligen.
- Eine Belastung von eigenerzeugtem Strom mit der EEG-Umlage ist jedoch nicht verursachungsgerecht und somit nicht sachgerecht. Sollte politisch unter dem Aspekt der Solidarisierung eine Einbeziehung eingefordert werden, ist ein Umfang zu definieren, der die KWK-Ausbauziele nicht gefährdet. Bei Kleinanlagen sind zudem weitere bürokratische Hürden unbedingt zu vermeiden. Gleichzeitig ist die Ungleichbehandlung von Contractoren zu beseitigen.

Unsere Forderungen:

1. **Eigenstromerzeugung an den verursachten Systemkosten, also Netzkosten und Bereitstellung gesicherter Leistung beteiligen**
2. **EEG-Umlage für Eigenstromerzeugung ist nicht verursachungsgerecht und kann nur unter dem Solidarisierungsaspekt in begrenztem Umfang erfolgen.**

5. Den Energy Only Markt optimieren

Nach der Liberalisierung der Energiemärkte wurde auf Basis des bestehenden Kraftwerksparks der so genannte Energy-Only-Markt (EOM) entwickelt. Auf diesem Markt wird die Kilowattstunde Strom auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten gehandelt. Ergänzt wird der EOM um den Regelenergiemarkt, auf dem eine Kraftwerkskapazität ausgeschrieben wird, um die Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage jederzeit ausgleichen zu können. Im Gegensatz zu dem Regelenergiemarkt handelt es sich bei dem EOM um einen Börsenmarkt mit einem markträumenden Preis. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Der Merit-Order-Effekt bezeichnet die Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren Grenzkosten. Durch Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) muss seit 2010 der EEG Strom von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse vermarktet werden. Windenergie und Photovoltaik haben aufgrund fehlender Brennstoffkosten Grenzkosten nahe Null und verdrängen daher immer mehr konventionelle Kraftwerke mit Brennstoff-, sowie Emissions- und damit Grenzkosten. Dadurch verschiebt sich der Preis innerhalb der Merit Order immer weiter nach unten, der Strompreis an der Strombörse sinkt stetig.

Der Energy-Only-Markt handelt also Kilowattstunden und ist der prädestinierte Marktplatz für die Kraftwerkseinsatzplanung. Volatile Strompreise sind notwendig, um die Erschließung von Flexibilitäten auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite zu ermöglichen. Ohne ausreichend große Differenzen am Strommarkt fehlen für flexible Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement die wirtschaftlichen Voraussetzungen. Die bisherigen Geschäftsmodelle, z.B. bei Pumpspeicherkraftwerken, sind bereits weggebrochen. Preisspitzen dürfen daher nicht politisch motiviert verhindert werden. In den Energy-Only-Markt darf nur in den klar definierten Situationen der Stromknappheit preisbildend eingegriffen werden (d. h. beim Knappheitssignal zur Auslösung der Leistungsprodukte).

Insbesondere sollten mit dem Ausgleichsenergiepreis als die direkt steuernde Größe die richtigen Signale gesetzt werden, um eine höhere Prognosegüte und Fahrplantreue zu

erzielen und einem steigenden Regelleistungsbedarf entgegenzuwirken. Mit dem Ausgleichsenergiepreis legen die Übertragungsnetzbetreiber die Kosten für Regelarbeit auf die Bilanzkreise mit Fahrplanabweichungen um.

Die Regelleistung wird derzeit in einer pay-as-bid-Ausschreibung von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft. Hierbei erhalten die bezuschlagten Anbieter für die Erbringung der Regelarbeit den angebotenen Preis.

Die Beschaffung von Regelleistung soll auf ein pay-as-cleared-Verfahren umgestellt werden. Dabei bestimmt der teuerste Anbieter, der gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage nach Regelleistung zu decken, den dann einheitlichen Preis für alle Anbieter. Die Mehrerlöse für die günstigeren Anbieter von Regelleistung bieten diesen zusätzliche Einnahmen, was die Teilnahme am Regelenergiemarkt mit kostengünstigen effizienten Anlagen attraktiver macht.

Darüber hinaus steigen hierdurch zunächst die Regelenergiekosten. Dies schafft einen unmittelbaren Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen, den Regelenergiebedarf durch eine höhere Fahrplantreue zu senken.

Unsere Forderungen:

- 1. Volatile Preise in Zeiten eines hohen Strompreisniveaus dürfen am EOM politisch nicht verhindert werden, um Investitionen in neue flexible Kraftwerke, Speicher sowie Lastmanagementpotenziale zu ermöglichen.**
- 2. Das bestehende Bilanzkreismanagement muss die Regelenergie höher bewerten, um die Fahrplantreue zu steigern.**

6. Versorgungssicherheit durch flexible Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement - ein zusätzlicher Markt ist notwendig

Da Windenergie und Photovoltaik aufgrund der zur Zeit nicht zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten und dem noch unzureichenden Netzausbau die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können, werden wir noch auf lange Zeit steuerbare Kraftwerke auf Basis fossiler (Gas und Kohle) sowie erneuerbarer (Biomasse) Energie benötigen. Zudem werden diese Kraftwerke in Zukunft eine deutlich andere Fahrweise aufweisen müssen. Aufgrund der natürlichen Schwankungen der weiter zunehmenden Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik werden die steuerbaren Kraftwerke einen immer größer werdenden Residuallastbereich flexibel abdecken müssen. Sie werden bei Bedarf kurzfristig eine immer größere Strommenge zur Verfügung stellen müssen und werden wesentlich häufiger ihre Leistung variieren, also hoch und runter gefahren werden müssen als dies in der Vergangenheit der Fall war. Die Flexibilität der steuerbaren Kraftwerke (z.B. durch Mindestlastabsenkung oder Verbesserung der Startfähigkeit) muss also stark zunehmen. Dies gilt auch für Pumpspeicher, deren technische Anforderungen stetig ansteigen. Der Preisverfall an der Strombörse sendet jedoch nicht die richtigen Signale, um neue steuerbare Kraftwerke oder Speicher zu bauen oder um in die notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für deutlich flexiblere Kraftwerke zu investieren. Auch sind die Bedenken groß, dass selbst bei Optimierung des EOM (siehe Kapitel 5) die Preisspitzen in Zeiten von Stromknappheit nicht ausreichen werden, um hinreichende Signale für Investitionen in Neubau sowie Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu senden. Eine Betrachtung der Flexibilitätsoptionen der verschiedenen Kraftwerke hat VDMA Power Systems mit seinen Mitgliedsfirmen unternommen (siehe Anlage 2).

Es ist also zwingend geboten, den EOM um weitere Strommarktprodukte zu ergänzen, die zum einen den Bau neuer und Modernisierung steuerbarer Kraftwerkskapazitäten sowie Speicher ermöglichen und zum anderen die Entwicklung von noch flexibleren steuerbaren Kraftwerken anstoßen. Deutschland ist derzeit geprägt von Überkapazitäten im Kraftwerksbereich. Allerdings ist festzustellen, dass aufgrund der Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks sowie des beschlossenen Atomausstiegs Ende dieses Jahrzehnts eine Knappheitsituation an steuerbaren Kraftwerken entstehen wird. Daher ist es von elementarer Bedeutung, bereits jetzt die energiepolitischen Weichen zu stellen, um mit ausreichender Vorlaufzeit die Entwicklung von flexiblen Kraftwerken und den Bau und die Modernisierung (Retrofit) von Kraftwerken und Speichern zu ermöglichen. Nur so wird es gelingen, die Versorgungssicherheit auch mittel- und langfristig zu gewährleisten und gleichzeitig den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter vorantreiben zu können. Das derzeitige Strommarktdesign kann die Aufgaben der Zukunft nicht bewältigen. Ein Strommarktdesign 2.0 muss also entwickelt werden, um die Energiewende realisieren zu können.

Der VDMA hat kein eigenes Strommarktdesign 2.0 entwickelt. Er hat sich aber intensiv mit den Vorschlägen der Stromwirtschaft und führender Institute beschäftigt und schlägt vor, für ein geeignetes Strommarktdesign 2.0 folgende Aspekte zu betrachten und Fragestellungen zu prüfen:

- Wenn die Stromkunden einen höheren Strombedarf nachfragen, als der EOM anbieten kann, kommt es unweigerlich zu Versorgungsengpässen. Dann entsteht aber eine Nachfrage für ein neues Produkt: Das kurz-, mittel- und langfristige Leistungsprodukt. Das Leistungsprodukt kann auf Basis von Kraftwerkskapazitäten (konventionelle und erneuerbare Kraftwerke sowie Kombinationen beider Kraftwerkstypen), auf Basis von Speichern oder auf Basis von Lastverschiebungspotenzialen angeboten werden. Damit wird ein Markt geschaffen, der die steuerbaren und nicht steuerbaren Kraftwerke systemisch miteinander

verbindet. Der VDMA unterstützt die Vorschläge, nach denen es Leistungsprodukte mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf geben muss, die über die Nachfrage der Stromkunden generiert werden. Nachgefragt werden die Leistungsprodukte über Zertifikate oder Nachweise, die von den Kraftwerken, Speichern oder Lastmanagementpotenzialen ausgegeben werden und dezentral von den Stromvertrieben in einem zu definierenden Umfang vorgehalten werden müssen. Diese Vorgehensweise ist einer staatlich vorgegebenen Mengensteuerung vorzuziehen.

- Die Nachfrageseite kann am besten dezentral, also über die Stromvertriebe (i.d. R. Bilanzkreisverantwortliche) abgebildet werden, da nur hier der direkte Kundenkontakt besteht. Da das Leistungsprodukt über die Nachfrageseite entsteht, sind die Stromvertriebe prädestiniert, den Leistungsabgleich zu organisieren.
- Die Preisbildung für das Leistungsprodukt muss über die Angebote aller Anbieter von gesicherter Leistung erfolgen. Im Hinblick auf die klima- und umweltpolitischen Ziele stellt sich jedoch folgende Frage: Wie kann es gelingen, möglichst effiziente und umweltfreundliche Leistungsprodukte zur Verfügung zu stellen? Es muss unterschieden werden, ob die Leistungsprodukte bei gleichen Kosten durch die Verschiebung der Nachfrage, durch hochflexible Speicher und Kraftwerke oder durch umwelttechnisch veraltete Kraftwerke angeboten werden. Diese Fragestellung ist bis dato noch nicht beantwortet worden.
- Die Anbieter von Leistungsprodukten sind in der Lage, ihre Kraftwerke und Speicherkapazitäten zusätzlich zum EOM über die Leistungsprodukte zu vermarkten. Das verbessert die Wirtschaftlichkeit bei bestehenden Anlagen und die Investitionsbedingungen für neue Anlagen. Es stellt sich jedoch die Frage, wie der Wettbewerb zwischen den bestehenden Anlagen und den neu zu bauenden Anlagen gestaltet werden kann und ob die Preissignale als Investitionsanreize für neue Anlagen sowie für Forschungs- und Entwicklungsprojekte genügen.
- Die Leistungsprodukte sollen erst bei Stromknappheit physisch eingesetzt werden. Dies soll im Rahmen einer Knappheitsdefinition erfolgen, die sich an einem hohen Börsenpreis orientiert. Hier stellt sich die Frage, wer die Höhe dieses Preises definiert. Zudem ist zu hinterfragen, ob die Preisbegrenzung nicht dazu führt, die notwendigen Preissignale zu unterdrücken, um hocheffiziente und flexible Kraftwerke zum Einsatz zu bringen, die sich dann auch bei einer geringen Laufzeit amortisieren können.

Unsere Forderungen:

1. Zusätzlich zum EOM ist ein Markt für Versorgungssicherheit zu installieren, der ein Leistungsprodukt in Form von Zertifikaten oder Nachweisen handelt.
2. Das Leistungsprodukt soll über die Nachfrage der Stromkunden definiert werden. Nachgefragt wird es über Zertifikate, die von den Kraftwerken, Speichern oder Lastmanagementpotenzialen ausgegeben werden und dezentral von den Stromvertrieben in einem zu definierenden Umfang vorgehalten werden müssen. Ausgelöst werden soll das Leistungsprodukt bei einer Knappheitssituation, die über eine noch zu bestimmende Höhe des Strompreises an der Börse definiert wird.

Dabei sind jedoch folgende Fragen zu klären:

- Wie kann sichergestellt werden, dass bei gleichen Kosten für das Leistungsprodukt die Erbringung vorrangig über umweltfreundliche und effiziente Anlagen erfolgt?
- Wie kann sichergestellt werden, dass die notwendigen Investitionen in den Neubau von flexiblen Kraftwerken und Speichern durch das Leistungsprodukt erfolgen?
- Wie ist die Höhe des Strompreises zur Auslösung des Leistungsproduktes zu bestimmen?
- Wie kann sichergestellt werden, dass sich die Strompreisbegrenzung zur Auslösung des Leistungsproduktes nicht negativ auf die Investitionsentscheidungen für neue flexible und effiziente Kraftwerke auswirkt?

7. Den Umbau der Netzinfrastuktur voranbringen

Der Umbau der Energieversorgungsstruktur und damit die Energiewende steht auf drei wesentlichen Pfeilern:

- Umbau der Kraftwerksstruktur
- Aufbau der Speicherstruktur
- Umbau der Netzinfrastuktur

Daneben wird die Nachfrageseite, also der Stromverbraucher sein Verhalten an den Umbau der Energieversorgungsstruktur anpassen müssen. Die einzelnen Pfeiler können nicht unabhängig voneinander betrachtet, sondern müssen systemisch miteinander in Einklang gebracht werden. Ein Umbau der Netzinfrastuktur in Deutschland ist erforderlich. Die bestehende Netzinfrastuktur in Deutschland ist auf den Kraftwerkspark und die Speicherkapazitäten ausgelegt, die in den siebziger Jahren gebaut wurden. Mit der schnellen Wandlung der Kraftwerksstrukturen hin zu einem großen Anteil volatil einspeisender, verbrauchsferner Kraftwerke sowie einer großen Anzahl von dezentralen Anlagen ist die bestehende Netzinfrastuktur nicht mehr in der Lage, die Stromverteilung effizient zu gewährleisten und sicherzustellen. Die wachsende Anzahl von Eigenerzeugern, die das Stromnetz in einer neuartigen Weise nutzen, stellt die Netzinfrastuktur vor eine weitere Herausforderung. Zusätzlich wird das Stromnetz der Zukunft neben dem Stromtransport auch vielfältige Kommunikationsaufgaben übernehmen, um einen effizienten Abgleich von

Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt und auf jeder Spannungsebene gewährleisten zu können.

Letztlich gilt es, die europäische Dimension beim Umbau der Netzinfrastruktur nicht aus den Augen zu verlieren. Ein gutes Beispiel ist die Anbindung der Offshore-Windenergieparks, die effizient nur im europäischen Verbund erfolgen kann. Der Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa muss also im Gleichschritt mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der konventionellen Kraftwerke, der Speicherinfrastruktur, dem Wachstum des europaweiten Stromhandels und damit dem Wandel der Energieversorgung insgesamt erfolgen. Der Umbau der Netzinfrastruktur muss sowohl auf Übertragungsnetzebene, als auch auf Verteilnetzebene erfolgen. Auf allen Netzebenen müssen zur Planung und Finanzierung der notwendigen Umbaumaßnahmen unter der Federführung der Bundesnetzagentur Rahmenbedingungen entwickelt werden, die den jeweiligen Netzbetreiber in die Lage versetzen, seinen Aufgaben gerecht werden zu können. Diese Rahmenbedingungen umfassen die ganze Bandbreite von den neu zu schaffenden Netzinfrastrukturen für die Anbindung der Offshore- Windenergieparks bis hin zu dem Aufbau einer Smart-Grid-Infrastruktur. Für die Übertragungsnetzebene bietet der Netzentwicklungsplan eine gute Planungsbasis. Er muss konsequent genutzt, und durch seine jährliche Überarbeitung und Anpassung die Blaupause für den Ausbau des Übertragungsnetzes werden. Die Finanzierung der Ausbaurkosten des Übertragungsnetzes wird über die arbeitsbezogenen Netzentgelte gewährleistet. Anders sieht es auf der Verteilnetzebene aus. Aufgrund der sich stark ändernden Nutzung der Verteilnetze muss neben der arbeitsbezogenen Orientierung der Netzentgelte eine stärkere leistungsbezogene Berechnung erfolgen.

Unsere Forderungen:

1. Der Umbau der Netzinfrastruktur muss

- als integraler Teil der Energiewende gesehen werden
- die Interessen des Bundes und der Länder in Einklang bringen
- europäisch angelegt und gedacht werden
- Übertragungsnetz- und Verteilnetzebenen gleichsam adressieren

2. Der Netzentwicklungsplan ist als Basis für den Ausbau der Übertragungsnetzebene zu verwenden.

3. Eine stärkere Fokussierung der Netzentgelte auf die Leistungskomponente ist notwendig.

8. Die Energiewende europäisch denken

Die Europäische Union (EU) spielt eine zunehmend wichtige Rolle in der Energiepolitik. Sie verfügt seit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon über Gesetzgebungskompetenzen im Energiebereich, um insbesondere das Funktionieren der Energiemärkte abzusichern, Energieversorgungssicherheit in der Union zu gewährleisten sowie Energieeffizienz, erneuerbare Energien und den europaweiten Netzausbau zu fördern. Die EU macht von ihren Kompetenzen intensiv Gebrauch. Gleichzeitig bleiben sensible Bereiche, wie etwa die Wahl und die Festschreibung der Bedingungen für die Nutzung von Energieressourcen weiterhin im Verantwortungsbereich der Mitgliedsstaaten.

Durch die geteilte Kompetenz zwischen der EU und ihren Mitgliedsstaaten wachsen die Anforderungen an die Konsistenz der energiepolitischen Rahmenbedingungen. Der VDMA unterstützt ausdrücklich die Europäisierung in der Energiepolitik. Ein funktionierender Energiebinnenmarkt ist für die Effizienz der einzelnen Energiesysteme und damit für die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit der EU und ihrer Mitgliedsstaaten unerlässlich. Allerdings ist eine europaweite Harmonisierung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien zum gegenwärtigen Zeitpunkt verfrüht, da die Voraussetzungen für einen funktionierenden europäischen Energiemarkt noch nicht geschaffen worden sind.

Vor allem im Bereich der von der Energiepolitik nicht zu trennenden Klimapolitik hat die EU seit Jahren eine Vorreiterrolle eingenommen. Der VDMA unterstützt die Ambitionen der EU, den Klimaschutz weiter voran zu treiben. Eine ambitionierte Klimapolitik wird allerdings nur dann erfolgreich sein, wenn es gelingt, die bestehenden Innovationspotenziale zu heben und die erforderlichen Investitionen auszulösen. Dazu bedarf es einer langfristig angelegten und widerspruchsfreien Klima- und Energiepolitik mit klar definierten Schritten für den Zeitraum bis 2030, die Chancen und Risiken für die Industrie berücksichtigt.

Basis für die langfristige Klima- und Energiepolitik sollte der von der EU definierte Fahrplan zum Übergang in eine kohlenstoffarme Wirtschaft bis 2050 sowie der „Energiefahrplan 2050“ sein. Der VDMA befürwortet daher ein Treibhausgasreduktionsziel von 40 Prozent bis 2030. Dieses Ziel sollte so schnell wie möglich festgelegt und auch in der Folge nicht mehr in Frage gestellt werden, um frühzeitige Investitionssicherheit zu gewährleisten und somit die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Zielerreichung zu reduzieren.

Der VDMA unterstützt ein Treibhausgasminderungsziel als Leitziel nach 2020. Darüber hinaus sind darauf bezogene Zielkorridore für erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu entwickeln. In Abhängigkeit von der CO₂-Zielerreichung kann innerhalb der beiden Zielkorridore nachgesteuert werden. Dadurch werden in der Vergangenheit aufgetretene Inkonsistenzen zwischen den drei gleichrangigen Zielen vermieden. Die politischen Instrumente zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz müssen allerdings aufeinander abgestimmt und technologieoffen gestaltet werden. Es ist zu berücksichtigen, dass die Steigerung von Energieeffizienz und der Ausbau erneuerbarer Energie nicht nur als Instrument für die Minderung der Treibhausgasemissionen dienen, sondern auch energiepolitische Ziele (etwa Versorgungssicherheit) verfolgen. Das Emissionshandelssystem (ETS) sollte als marktbasierendes Mengensteuerungsinstrument auch in Zukunft ein Kerninstrument zur Minderung der Treibhausgasemissionen sein. Eine grundlegende Reform des ETS ist jedoch dringend erforderlich, da das System strukturelle Schwächen, z.B. die Unabhängigkeit vom Wirtschaftswachstum und dem Zubau der Erneuerbaren Energien, aufweist. Diese Reform gilt es schnell, aber mit Sorgfalt zum Abschluss zu bringen, so dass die neuen Rahmenbedingungen, die im Jahr 2020 in Kraft treten sollen, frühzeitig bekannt sind und als Marktsignal wirken. Auch für die europäische Klima- und Energiepolitik gilt, dass sie nicht losgelöst von anderen Politikfeldern durchgeführt werden darf. Insbesondere die

Wechselwirkung mit der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie ist zu berücksichtigen. Die Wahl der Instrumente zur Umsetzung der Energie- und Klimapolitik und ihre Ausgestaltung muss daher stark auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie abgestimmt werden. Als hilfreicher Anhaltspunkt kann hier der bis 2020 angestrebte Industrieanteil von 20 Prozent am europäischen Bruttosozialprodukt dienen. Eine direkte Verknüpfung beider Zielfelder ist jedoch problematisch, da auch zahlreiche andere Faktoren die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie beeinflussen.

Unsere Forderungen:

1. Die energiepolitischen Ziele der Mitgliedstaaten sind EU-weit zu koordinieren.
2. Für das Jahr 2030 sind ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele anzustreben, dabei:
 - ist ein Treibhausgasreduktionsziel von 40% bis 2030 als Leitziel zu setzen und
 - sind auf das Leitziel bezogene Zielkorridore für erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu entwickeln
3. Das Emissionshandelssystem ist zu reformieren.

Frankfurt, den 29.10.2013

Für Rückfragen stehen Ihnen zur Verfügung:

Thorsten Herdan
Geschäftsführer
VDMA Power Systems
Tel.: +49 69 6603-1351
thorsten.herdan@vdma.org

Gerd Krieger
Stellv. Geschäftsführer
VDMA Power Systems
Tel.: +49 69 6603-1554
gerd.krieger@vdma.org

Matthias Zelinger
VDMA Power Systems
Tel.: +49 69 6603-1748
matthias.zelinger@vdma.org

Impressum

VDMA
Power Systems

Lyoner Straße 18
60528 Frankfurt am Main

Kontakt
Thorsten Herdan
Telefon +49 69 66 03-13 51
Telefax +49 69 66 03-23 07
E-Mail thorsten.herdan@vdma.org
Internet www.vdma.org