

Stellungnahme der Wirtschaftsvereinigung Metalle zur Konsultation des Grünbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Der Strommarkt der Zukunft ist an den gleichen Zielen zu messen wie der Strommarkt der Gegenwart: Strom muss sicher, sauber und bezahlbar zur Verfügung gestellt werden. Durch den Umbau des Stromsystems im Rahmen der Energiewende sind die Ziele Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit nur unter großen Anstrengungen zu erfüllen. Umso wichtiger ist es daher, auf Effektivität und Effizienz zu achten. International wettbewerbsfähige Strompreise sind für die NE-Metallindustrie die Grundlage für Investitionen und Innovationen in Deutschland. Vor diesem Hintergrund beteiligt sich die Wirtschaftsvereinigung Metalle an der Konsultation zum Strommarktdesign.

1. Marktdesign und Versorgungssicherheit

Der Strommarkt befindet sich durch die Energiewende in einer langwierigen Übergangsphase. Während die Kapazität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen unter sehr hohen Kosten ausgebaut wird, müssen parallel die konventionellen Kapazitäten erhalten und ertüchtigt werden. Zudem sind Investitionen in das Stromnetz erforderlich. Hemmnisse gegen die Flexibilisierung der Stromnachfrage sind abzubauen; erst am Horizont zeichnet sich die Entwicklung geeigneter Speicher zu marktfähigen Preisen ab. Für die Kosteneffizienz des Stromsystems ist entscheidend, alle Parameter gemeinsam zu betrachten. Die Verfolgung fest vorgegebener Einzelziele, an die sich stets die anderen Komponenten anzupassen haben, führte ins Chaos und maximierte gleichzeitig die Kosten. Daher sind alle Komponenten als gegeneinander substituierbare Teile des Gesamtsystems anzusehen.

- Gegenwärtig besteht aus Sicht der WVM keine Notwendigkeit, einen **Kapazitätsmechanismus** als zusätzlichen Markt für gesicherte Leistung einzuführen. Angesichts noch bestehender Überkapazitäten würde ein Kapazitätsmechanismus zu höheren Kosten für die Stromverbraucher führen ohne einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Der Abbau der gegenwärtigen Überkapazitäten wird durch den Kernenergieausstieg bis 2022 beschleunigt. Dieser Effekt darf nicht durch weitere regulatorische Maßnahmen wie im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 durch die gezielte Stilllegung von Kohlekraftwerken verstärkt werden. Die Konsolidierung des Kraftwerksparks sollte idealerweise ausschließlich marktbasierend erfolgen.
- Zum Erhalt der Versorgungssicherheit sollten zunächst bestimmte Maßnahmen ergriffen werden, um den heutigen Strommarkt zu ertüchtigen. Diese so genannten „*Sowieso-Maßnahmen*“ haben zum Ziel, die Funktionalität und Effizienz des **Energy-Only-Marktes (EOM)** zu optimieren. Aus Sicht der WVM sind diese Maßnahmen weitgehend vorteilhaft, bedürfen aber in einigen Bereichen Konkretisierungen, Streichungen und Korrekturen, um keine gegenläufigen und unerwünschten Effekte zu erzeugen.
- Parallel zur Ertüchtigung des EOM sollte die **Kraftwerksreserve** verlängert und in ein marktorientiertes Ausschreibungsmodell überführt werden. Hierzu sollten alle Anbieter gesicherter Leistung technologieoffen und diskriminierungsfrei Zugang erhalten. Die Beschränkung auf ansonsten zur Stilllegung bestimmte Kraftwerke wie heute in der Reservekraftwerksverordnung ist aufzugeben. Nachfrager mit langfristigen Lieferverträgen wären von zusätzlichen Belastungen der Kraftwerksreserve befreit. Die Kosten der Kraftwerksreserve sind bundesweit zu verteilen.
- Falls beide Maßnahmen die Versorgungssicherheit nach 2022 nicht mehr zu ökonomisch effizienten Bedingungen gewährleisten können, ist die Einführung eines marktwirtschaftlich organisierten, technologieoffenen und dezentralen **Leistungsmarktes** zu prüfen.

2. Flexibilisierung industrieller Stromnachfrage

Chancen und Grenzen flexibler Industrieproduktion

Im Grünbuch wird das Lastmanagement industrieller Verbraucher als eine Flexibilitätsoption dargestellt. Wichtig ist zwischen technisch machbaren und wirtschaftlich sinnvollen Lastmanagement-Potenzialen zu unterscheiden. Entsprechend kann die Flexibilisierung der industriellen Nachfrage einen wichtigen, aber nicht alleinigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Bei der Flexibilisierung industrieller Lasten ist zu unterscheiden zwischen **Lastverschiebung** und **Lastverzicht** – letzteres hat die Reduktion des Outputs zur Konsequenz. In beiden Fällen müssen bei der Potenzialbewertung die jeweiligen unternehmensbezogenen Folge- und die Opportunitätskosten des Lastmanagements in die Betrachtung einbezogen werden (siehe dazu Anmerkungen zum *Kapitel 3*).

Entscheidend für die Realisierung der Potenziale sind die individuelle betriebswirtschaftliche Attraktivität und die **Freiwilligkeit** bei der Anwendung des Lastmanagements. Eine verpflichtende Flexibilisierung oder das Knüpfen von Entlastungen an Flexibilisierungs- und Effizienzmaßnahmen zum Beispiel bei der EEG-Umlage wird nicht zum gewünschten Ergebnis führen, sondern im Gegenteil den Industriestandort Deutschland deutlich schwächen. Gleichermaßen kommt eine Industrieproduktion in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien nicht infrage.

Die Lastmanagement-Potenziale sind von Unternehmen zu Unternehmen hochgradig verschieden und hängen von den spezifischen Produktionsprozessen und Organisationsstrukturen ab. In den vergangenen Jahrzehnten haben die Unternehmen viel Geld in die Produktqualität und die **Kontinuität der Prozesse** investiert, um die hohen Fixkosten der Grundstoffindustrie auf möglichst viele Produkteinheiten zu verteilen. Pufferlager und die Parallelität gleicher Arbeitsschritte gehören der Vergangenheit an. Dieses hohe Maß an Effizienz ist für die internationale Wettbewerbsfähigkeit unverzichtbar. Jede Flexibilisierung bedeutet zugleich eine Diskontinuität und erhöht die Durchschnittskosten der Produktion. Daher kann ein Industrieunternehmen sein Lastmanagementpotenzial immer nur gegen ein angemessenes Entgelt zur Verfügung stellen, das mindestens alle **Kosten der Flexibilisierung** deckt. Dazu gehören vor allem entgangene oder auf einen späteren Zeitpunkt verschobene Produktionsmengen, Investitionen in die technische Anlagenausstattung, Lager- und Finanzierungskosten und Personalkosten.

Darüber hinaus sind mit der Flexibilisierung **Risiken** für die Sicherheit und Funktionalität der Produktionsanlagen verbunden. Der **Umweltschutz** und damit verbundene umweltrechtliche Auflagen müssen ebenso wie Belange der Arbeitssicherheit und des Gesundheitsschutzes beachtet werden. Mehr Flexibilität auf der Nachfrageseite konterkariert zum Teil die erreichten Fortschritte in der **Energieeffizienz**. Durch vermehrte An- und Abfahrvorgänge muss mehr Energie zum Warmhalten und Erwärmen eingesetzt werden, die nicht direkt für Produktionsprozesse genutzt werden kann.

Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes

Die Grenzkostenpreisbildung auf dem Spotmarkt für Strom stellt für alle Kraftwerksbetreiber einen unmittelbaren Anreiz dar, ihre Anlagen flexibel einzusetzen. Dafür wurden in den vergangenen Jahren erhebliche Investitionen durch die Energiewirtschaft getätigt. Der stark wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die weiter wachsende Kapazität von Windenergie- und Solaranlagen führen jedoch zunehmend zu Situationen, in denen die Grenzkostenpreisbildung für Strom nicht mehr ausreicht, um jederzeit und an jedem Ort Angebot und Nachfrage auszugleichen. Dies lässt sich an der steigenden Zahl der Eingriffe der Netzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb ablesen.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung erhält Flexibilität auf der Nachfrageseite einen Wert. Die Unternehmen der NE-Metallindustrie begreifen die **Vermarktung von Flexibilität als Chance** und wollen daran teilhaben. So können sie in Knappheitssituationen bereits am Terminmarkt gekauften Strom weiterverkaufen oder bei einem Überangebot die Stromnachfrage kurzfristig erhöhen. Hierzu

sind gleichermaßen Hemmnisse im regulatorischen Rahmen des Strommarktes abzubauen und die technischen, ökonomischen und umweltrechtlichen Grenzen für die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage anzuerkennen. Durch folgende Maßnahmen könnte die Beteiligung der Industrie spürbar erhöht werden:

- Beseitigung flexibilitätsmindernder Fehlanreize, z.B. netzentgeltwirksame Leistungsspitzen bei gezielter Lasterhöhung (z.B. negative Regelleistung; siehe Anmerkungen zu *Kapitel 4.3*).
- Fortsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) über 2015 hinaus unter Anpassung der Präqualifikationsbedingungen. Im Detail könnte durch eine weniger restriktive Formulierung der Verfügbarkeit das Angebot abschaltbarer Lasten erhöht werden.

Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort

Im industriellen Bereich bestehen sowohl bei Unternehmen mit Fremdstrombezug als auch bei Eigenzeugern in technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Grenzen Flexibilisierungspotenziale. Zur **Ermittlung und Hebung der Flexibilisierungspotenziale** müssen die **Restriktionen produzierender Betriebe** gemeinsam betrachtet werden:

- Ziele und Maßnahmen zur Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sind den Hauptzweck der Güterproduktion unterzuordnen.
- Das realistisch zu erschließende Potenzial ist deutlich geringer als das technische Potenzial, da z. B. produktions- oder arbeitsschutz-technische Anforderungen die Möglichkeiten zur flexiblen Steuerung von Aggregaten einschränken. Auch stellen Unternehmen in Wirtschaftlichkeitsrechnungen die erzielbaren Erlöse der Flexibilisierung den Risiken im Produktionsprozess, Zusatzaufwendungen (z. B. Speicherverluste, Investitions- und Transaktionskosten) und den entgangenen Erlösen nicht produzierter Produkte gegenüber.
- Eine rein ökonomische Herleitung würde ebenfalls das verfügbare Potenzial überschätzen, da die Vermarktung von Flexibilität wiederum durch technische und umweltrechtliche Vorgaben eingeschränkt wird.

Folglich sind die in den dem Grünbuch vorangegangenen Gutachten identifizierten Lastabwurfpotenziale aus Sicht der WVM nicht zu mobilisieren. Auf der anderen Seite weisen die Gutachten ebenfalls darauf hin, dass sich die Häufigkeit der Nutzung, insbesondere für Potenziale mit hohen Kosten, überhaupt nur auf sehr wenige Stunden des Jahres beschränken wird. Insgesamt dürfte das industrielle Potenzial der Lastflexibilisierung unter Berücksichtigung aller Restriktionen etwa **5 GW** betragen und bis 2030 einen ausreichenden Beitrag zur Stabilität des Stromsystems leisten.

Chancen und Grenzen der Flexibilisierung

- Lastmanagement industrieller Verbraucher liefert **Beitrag zur Versorgungssicherheit**.
- Grundlage für mehr Flexibilität in der Industrie ist **Freiwilligkeit** und angemessene Vergütung; „Produktion nach Wetterlage“ und „Zwangsabschaltungen“ kommen nicht in Frage.
- **Erlöse** müssen über den Kosten der Flexibilität liegen, um höhere Durchschnittskosten zu decken und erforderliche Investitionen zu finanzieren.
- **Hemmnisse** gegen Flexibilität sind **abbauen**, z.B. keine Anrechnung von Leistungsspitzen auf das Netzentgelt.
- Die **Potenziale** werden in den Gutachten zum Strommarktdesign im Auftrag der Bundesregierung **überschätzt**; insb. werden technische, ökonomische und umweltrechtliche Grenzen übersehen.
- Flexibilität der Industrie ist **kein Lückenbüßer** für mangelhafte Steuerbarkeit erneuerbarer Energien und für die ausreichende Vorhaltung gesicherter Leistung.
- **Keine Verknüpfung von Entlastungen** bei EEG-Umlage, Steuern und Abgaben an die Flexibilität der Stromnachfrage (z.B. dynamische EEG-Umlage).

Zu den Flexibilitätsoptionen gehört nicht weniger die **Angebotsseite**. Fossile Kraftwerke haben in den vergangenen Jahren dank hoher Investitionen erheblich an Flexibilität gewonnen und können diese vermarkten. Anlagen zur industriellen Eigenerzeugung sind jedoch differenzierter zu bewerten, da sie in der Regel dazu dienen, den von der Produktion vorgegebenen Wärmebedarf zu decken. Die Stromerzeugung ist in erster Linie ein Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz. Dies gilt besonders für Anlagen zur Ausnutzung von Abwärme oder Restenergien.

Im Unterschied dazu stecken Systemverantwortung und die marktkonforme Flexibilität von Anlagen zu **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** noch in den Kinderschuhen. Hier unterstützt die WVM den Kurs der Bundesregierung, bei Neuanlagen nach dem Modell der Marktprämie für Fahrplanabweichungen Verantwortung zu übernehmen. Nach unserem Verständnis ist die Erzeugung und Vergütung von Strom nicht mehr zeitgemäß, für den es keine Abnehmer gibt. Wir schlagen daher vor, den geplanten Anteil ohne Kompensation bei Abregelung unmittelbar von 3 % auf 10 % zu erhöhen und die Kompensation mittelfristig auslaufen zu lassen.

Kapitel 4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Das Grünbuch greift einige Regelungen aus dem Bereich der Netzentgelte auf, die heute einem höheren Angebot flexibler Lasten im Wege stehen.

- „Sonderregelungen optimieren“: Wir unterstützen die Absicht der Bundesregierung, die Sonderregelungen für Netzentgelte fortzuführen und teilen die Einschätzung, dass die Ausgestaltung des individuellen Netzentgeltes sowie der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV einer Anpassung bedürfen. **In beiden Fällen sollten Leistungserhöhungen, die auf dem Markt zur Stabilisierung des Stromnetzes verkauft werden, nicht auf die Jahreshöchstlast angerechnet werden**, z.B. durch die Ergänzung des folgenden Satzes: *„Dokumentierte Beiträge zu Standard-Regelenergieprodukten haben keinen Einfluss auf die Genehmigung und Berechnung des Individuellen Netzentgeltes gemäß dieser Verordnung.“*. Bezüglich der atypischen Netznutzung könnten die Höchst- und Niedriglastfenster monatsweise oder regional differenziert ermittelt werden, um den Beitrag zur Netzstabilisierung angemessen abzubilden. Unter dieser Anpassung wird nach wie vor eine kontinuierliche Stromabnahme honoriert, da sie die langfristig erforderliche Bemessung und damit den Investitionsbedarf in das Stromnetz reduziert, ohne die Ausschöpfung der Potenziale kurzfristiger Flexibilität zu blockieren.
- „Leistungspreise stärken (kW statt kWh belasten)“: Wir unterstützen die Überlegung, Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile stärker auf Basis der Leistungsabnahme zu verteilen. Dies stärkt das Preissignal des Strommarktes und belohnt zugleich eine eher kontinuierliche Stromabnahme. **Dabei sollte die gemessene individuelle Jahreshöchstlast**, bereinigt um den Lasteinfluss durch die Vermarktung von Flexibilität, **als Maßstab dienen**. Nur bei nicht leistungsgemessenen Kunden sollte zur Vereinfachung die Netzanschlussleistung herangezogen werden.
- „Dynamisierung (Aufschläge prozentual statt fix ausgestalten)“: Eine **dynamische EEG-Umlage** soll über eine Vergrößerung der Schwankung der Strompreise für die betroffenen Verbraucher gezielt die Anreize für die Flexibilisierung der Nachfrage stärken. Allerdings adressiert dieser Mechanismus ausschließlich nur Teile der Nachfrageseite und vernachlässigt Flexibilitätsoptionen der Angebotsseite. Eine dynamische EEG-Umlage verstößt damit gegen das Prinzip eines *level playing field* und würde die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf die Industrie abwälzen. Verbraucher besonders aus der **Grundstoffindustrie**, die aus technischen und umweltrechtlichen Gründen ihren Verbrauch nur sehr begrenzt nach dem Strompreis richten können, würden unter einer solchen Regelung massiv **benachteiligt**.

3. Verzahnung von Strommarktdesign und Klimaschutz

Das Grünbuch greift im Kapitel 8 den Zusammenhang zum Klimaschutz auf und verweist auf die Bedeutung des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS), um die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zu senken. Parallel hat die Bundesregierung im Dezember 2014 den Aktionsplan Klimaschutz 2020 verabschiedet, der Vorschläge für die Reform des Emissionshandels enthält und für 2015 Vorschläge des BMWi ankündigt, wie durch „weitere Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor“ CO₂-Emissionen von 22 Mio. t eingespart werden können. Gerade vor dem Hintergrund der europäischen Wirkrichtung des ETS teilen wir nicht den Ansatz, mit zusätzlichen nationalen Maßnahmen die Kraftwerksemissionen zu beeinflussen. Sofern bereits Regelungen auf europäischer Ebene wie beim ETS bestehen, ist aus Sicht der WVM das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 grundsätzlich kritisch zu hinterfragen:

- Das Leitinstrument für den Klimaschutz innerhalb der EU ist der Emissionshandel. Unterhalb der politisch definierten **Emissionsobergrenze** bestimmt hier der Markt, wo Treibhausgaseinsparungen zu den **volkswirtschaftlich günstigsten Kosten** stattfinden sollen.
- Ein nationaler Aktionsplan, der in diesen europäischen Emissionshandel eingreift, in dem er **zusätzliche Minderungsziele und Maßnahmen** für Deutschland vorgibt, widerspricht diesem marktwirtschaftlichen und europäischen Ansatz (insbesondere dann, wenn er sich auch auf Sektoren bezieht, die bereits dem Emissionshandel unterliegen). Diese Sektoren werden zusätzlich belastet, um die strikteren Emissionsminderungen herbeizuführen.
- Gleichzeitig führt eine solche Re-Nationalisierung der europäischen Klimapolitik lediglich zu einer **Verschiebung der Emissionen** innerhalb der EU: Je mehr Emissionsrechte wir in Deutschland einsparen, desto günstiger wird der CO₂-Preis und damit der CO₂-Ausstoß anderer EU-Länder.

Mit „**weiteren Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor**“ sollen zusätzliche CO₂-Emissionen über das ETS hinaus in Deutschland eingespart werden. Die Diskussionen Ende vergangenen Jahres weisen deutlich darauf hin, dass es konkret um die Drosselung oder Stilllegung fossiler Kraftwerke gehen soll. Eine **staatlich erzwungene Stilllegung von (Kohle-)Kraftwerken** führt in erster Linie zu massiv steigenden Strompreisen. Eine Studie im Auftrag des BDI (r2b und HWWI (2014): *Was bringen erzwungene Kraftwerksstilllegungen durch ein Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 für Deutschland?*) kommt zu dem Schluss, dass dadurch der Großhandelsmarktpreis um bis zu 10 Euro je MWh steigen würde. Die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie würde durch einen solchen Kostenanstieg massiv verschlechtert. Auch die Versorgungssicherheit würde dadurch weiter sinken. Innerhalb des Emissionshandels kommt es auch hier nicht zu CO₂-Einsparungen, sondern lediglich zu Verlagerungen von Emissionen.

Eine vorgezogene **Reform des Emissionshandels**, noch vor Ablauf der dritten Handelsperiode, bedeutet einen **Eingriff in den Vertrauensschutz**. Anlagenbetreiber, die dem Emissionshandel unterliegen, benötigen **Planungssicherheit**, um langfristige Investitionen tätigen zu können. Deswegen kann, aus Sicht der Wirtschaftsvereinigung Metalle, eine strukturelle Reform des Emissionshandels erst für die **kommende Handelsperiode** (nach 2020) in Betracht gezogen werden.

Bei der von der Kommission vorgeschlagenen **Marktstabilitätsreserve** handelt es sich um eine Mengensteuerung, die zwangsläufig zu einer Verknappung des Zertifikatsangebots und damit zu höheren Zertifikatspreisen führen wird. Für Anlagenbetreiber steigt damit die Belastung merklich, denn schon heute wird keine vollständig kostenfreie Zuteilung und kein vollständiger Ausgleich indirekter CO₂-Kosten im Strompreis gewährt. Da insbesondere in der Grundstoffindustrie die Arbeitsprozesse immer eine physikalisch definierte Menge **nicht-minderbarer, prozessbedingter Rohstoff- bzw. Energie-Emissionen** beinhalten, besteht bei steigendem CO₂-Preis ein immer größeres Risiko für **Carbon Leakage** (Verlagerung der Produktion in Regionen außerhalb der EU) innerhalb der **Wertschöpfungskette**. Vor diesem Hintergrund sehen wir die Zielsetzung des Programms „eine Wertschöpfung, die

überwiegend im Land bleibt“ (S. 7) zu erreichen besonders kritisch: Der Erfolg der Grundstoffindustrie in Deutschland basiert auf einer eng verzahnten Zusammenarbeit der aufeinander aufbauenden Produktionsschritte innerhalb der Wertschöpfungskette. Um die Wettbewerbsfähigkeit dieses Prozesses weiterhin garantieren zu können, ist es elementar auch weiterhin die gesamte und nicht die „überwiegende“ Kette in Deutschland zu erhalten.

Deshalb muss aus Sicht der WVM ein Vorschlag für eine strukturelle Reform des Emissionshandels zwangsläufig mit einer Ausarbeitung für einen **effektiven Carbon und Investment Leakage Schutz** für indirekte und direkte Emissionen verbunden sein.

4. Anmerkungen zu ausgewählten Annahmen und Aussagen

Ausbaukorridor erneuerbarer Energien

Im Jahr 2014 wurden 4.750 MW Windanlagen installiert. Selbst nach Abzug stillgelegter Anlagen ergibt sich ein Zubau von 4.400 MW, der rund 50 % oberhalb des Zielkorridors von 2.400 bis 2.600 MW laut EEG 2014 liegt. Dieser rasante Zuwachs stellt die Balance zwischen Netzausbau, erneuerbaren Energien und dem Angebot gesicherter Leistung aus fossilen Kraftwerken in Frage. Die Kosten für die Systemsicherheit sind bereits erheblich gestiegen. Da der Zubau erneuerbarer Energien kaum die gesicherte Leistung erhöht, ist eine Kostenbeteiligung der Anlagenbetreiber angezeigt. Zugleich ist es dringend geboten, den Bau neuer Anlagen im geplanten Korridor zu halten. Offenbar sind die Bedingungen für Investoren immer noch so attraktiv, dass die Ziele weit überfüllt werden. Der Übergang zur Ausschreibung in Höhe der Korridormenge sollte daher vorgezogen werden.

Darüber hinaus stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Neuanlagen oberhalb des gesetzlich fixierten Korridors im öffentlichen Interesse sind. Sollte dies verneint werden, kämen auf die Investoren marktübliche Risiken der Anlagengenehmigung und -inbetriebnahme zu. Es ist dringend anzuraten, auf dem Schritt zu Marktintegration Rendite und Risiko beim Investor zu bündeln.

Absenkung der Mindesterzeugung

Im Abschnitt 2.3 des Grünbuchs wird die konventionelle Mindesterzeugung in Phasen geringer Residuallast (Kombination aus hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und geringer Nachfrage) als nachteilig für die Versorgungssicherheit dargestellt. Einerseits bestehen kaum Anreize für erneuerbare Energien, ihre Produktionsmenge an die Nachfrage anzupassen. Andererseits muss aus Gründen der Systemsicherheit ein Mindestsockel konventioneller Erzeugung auf Basis rotierender Generatoren in Betrieb gehalten werden.

Die Größe dieser Mindesterzeugung wurde in einer von den Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegebenen Studie¹ mit 16 bis 20 GW quantifiziert. In Ausnahmefällen empfehlen die Gutachter sogar, einen Sockel von bis zu 25 GW vorzuhalten. Die Spannungshaltung und die Regelung der Systembilanz bestimmen im Wesentlichen die vorzuhaltende Mindesteinspeisung. Flexibel steuerbare Lasten können somit die Mindesterzeugung reduzieren. Unter Berücksichtigung eines Demand-Response-Volumens von 5 GW halten die Gutachter die Mindesterzeugung auch in Grenzfällen in einer Bandbreite von 15 bis 20 GW für erforderlich.

¹ IAEW, Consentec, FGH (2012): *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*, Mannheim und Aachen.

Der Strommarkt ist liberalisiert

Die 1998 gestartete Liberalisierung des Strommarktes ist nur teilweise umgesetzt. Der steigende Anteil EEG-Strom mit gesetzlicher Vorrangspeisung von derzeit 30 % ist maßgeblich für eine Rückentwicklung zu wachsender Regulierung des Strommarktes verantwortlich. Vor dem Hintergrund definierter Ausbaukorridore für erneuerbare Energien und der fernen Zielstellung, den Strom zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu produzieren, scheint das eigentliche Ziel der Liberalisierung einer freien Grenzkostenpreisbildung für Strom im Wettbewerb nicht mehr erreichbar. Vielmehr dürften dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus systemimmanenten Gründen auch in Zukunft auf Subventionen angewiesen bleiben (Agora 2014²). Es besteht somit erheblicher Handlungsbedarf, eine echte Marktintegration erneuerbarer Energien zu erreichen. Würden EE-Anlagen einem liberalisierten Markt ausgesetzt, hätten sie kaum eine Chance.

Die europäischen Märkte sind weitgehend gekoppelt und wachsen weiter zusammen.

Der europäische Strommarkt ist in der Tat noch nicht vollendet. Beim dringend erforderlichen Ausbau der Kuppelstellen sind keine ausreichenden Fortschritte zu verzeichnen. Der Markt ist nach wie vor in Regionen aufgeteilt, zwischen denen erhebliche Preisunterschiede von 20 €/MWh und mehr bestehen. Hinzu kommen ebenso große Unterschiede bei Netzentgelten, Steuern und Umlagen. Aktuell bewegen sich nur die Großhandelspreise in Deutschland, Österreich und Tschechien auf einem vergleichbaren Niveau. Überdies sind geringe Preisunterschiede kein hinreichendes Kriterium für das Zusammenwachsen der Märkte. Vielmehr können knappe Kuppelkapazitäten, die den freien Handel und die Kopplung der Märkte effektiv behindern, zufällig zu gleichen Preisen führen. Zum Beispiel hat sich nach einer Phase gleicher Preise zwischen den Niederlanden und Deutschland eine Preisdifferenz von rund 10 €/MWh gebildet. Seit der Änderung der Preise von Steinkohle, Erdgas und CO₂ wirkt sich infolge knapper Kuppelkapazitäten aus, dass in den Niederlanden Gas- und in Deutschland Kohlekraftwerke preisbestimmend sind.

Statt in den Ausbau der Kuppelstellen werden zusätzliche Mittel zur Installation von Querreglern verwendet. Sie beeinflussen den physischen Stromfluss und sollen die Überlastung eines Netzes durch unkontrollierte Stromflüsse über den Landesgrenzen hinweg verhindern. Bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien wird dieses Problem wachsen. Der Einfluss auf die Entwicklung des Strommarktes ist zu analysieren. Denn aktuell geht der weitere Ausbau erneuerbarer Energien physikalisch überwiegend zu Lasten der Nachbarn. Sofern solche überflüssigen Mengen weiter eine Vergütung erhalten, obwohl sie keinen Marktwert besitzen, wird es zu keiner effizienten Kopplung der Märkte kommen.

Die Liberalisierung der Strommärkte und der EU-Binnenmarkt für Elektrizität tragen zu den derzeit vorhandenen Überkapazitäten bei.

Ein liberalisierter EU-Binnenmarkt für Strom kann im Idealfall die Verfügbarkeit und Auslastung der Erzeugungskapazitäten erhöhen. Davon ist der heutige Strommarkt noch ein großes Stück entfernt, z.B. wegen der Engpässe an den Kuppelstellen. Gleichzeitig zwingt die EEG-Vorrangspeisung die konventionellen Kraftwerke zu einer flexibleren und oftmals ineffizienteren Fahrweise. Das vermeintliche Ausmaß an Überkapazitäten bedarf einer eingehenden Analyse. Die Annahme der Auslandsdeckung nimmt ein hohes Risiko für die Versorgungssicherheit in Deutschland in Kauf. Denn es ist ungewiss, ob solche Kapazitäten tatsächlich im Bedarfsfall zur Verfügung stehen. Auch hier steht eine belastbare Untersuchung noch aus.

Hinweis zu den Treibern der Strompreisbildung

Bei der Analyse der Strompreisentwicklung wird regelmäßig auf den sogenannten Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien hingewiesen. Dieser Effekt soll wesentliche Ursache sein für den Rück-

² Agora Energiewende (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign*, Berlin.

gang der Großhandelsstrompreise an der EEX. Anhand öffentlich verfügbarer Marktdaten lässt sich jedoch zeigen, dass die Strompreisentwicklung praktisch unabhängig von den steigenden EEG-Einspeisemengen seit Jahren unverändert im Wesentlichen durch die Grenzkosten der Steinkohleverstromung bestimmt werden (siehe Anlage). Der fundamentale Treiber Kohlepreis wirkt sich auch außerhalb Europas auf die Strompreisbildung aus. Im internationalen Vergleich ist demnach mit dem fallenden Strompreis kein Wettbewerbsvorteil verbunden.

Der Terminmarktpreis an der EEX-Strombörse ist seit Jahren sehr hoch mit den Grenzkosten der Steinkohleverstromung korreliert (Grafik 1), d.h. der Summe aus Brennstoffkosten (Kohle API2) und CO₂-Preis (Börsenpreise ICE/EEX). Gut zu erkennen ist diese Korrelation auch an der Entwicklung des sogenannten Clean Dark Spread (CDS) (Grafik 2). Dieser berechnet sich aus dem Erlös des Stromverkaufs abzüglich der variablen Kosten und stellt somit den dem Ertrag dar, der zur Finanzierung der Fixkosten eines Kraftwerkes herangezogen werden kann. Der CDS liegt seit Jahren stabil bei 8 bis 10 €/MWh, weitgehend unbeeinflusst von den zunehmenden EEG-Einspeisungen.

Auch der Spotmarktpreis (Day ahead), der kurzfristig den Einfluss der EEG-Einspeisungen auf die Merit-Order widerspiegelt, folgt im langzeitigen Mittel den kohlepreisbestimmten Terminmarktpreisen (Grafik 3). In der mittleren bis langen Frist reagiert offenbar der konventionelle Kraftwerkspark auf die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien. Die rückläufige Produktion oder gar Stilllegung fossiler Kraftwerke verkürzt das Angebot und wirkt somit dem preisdämpfenden Effekt erneuerbarer Energien entgegen.

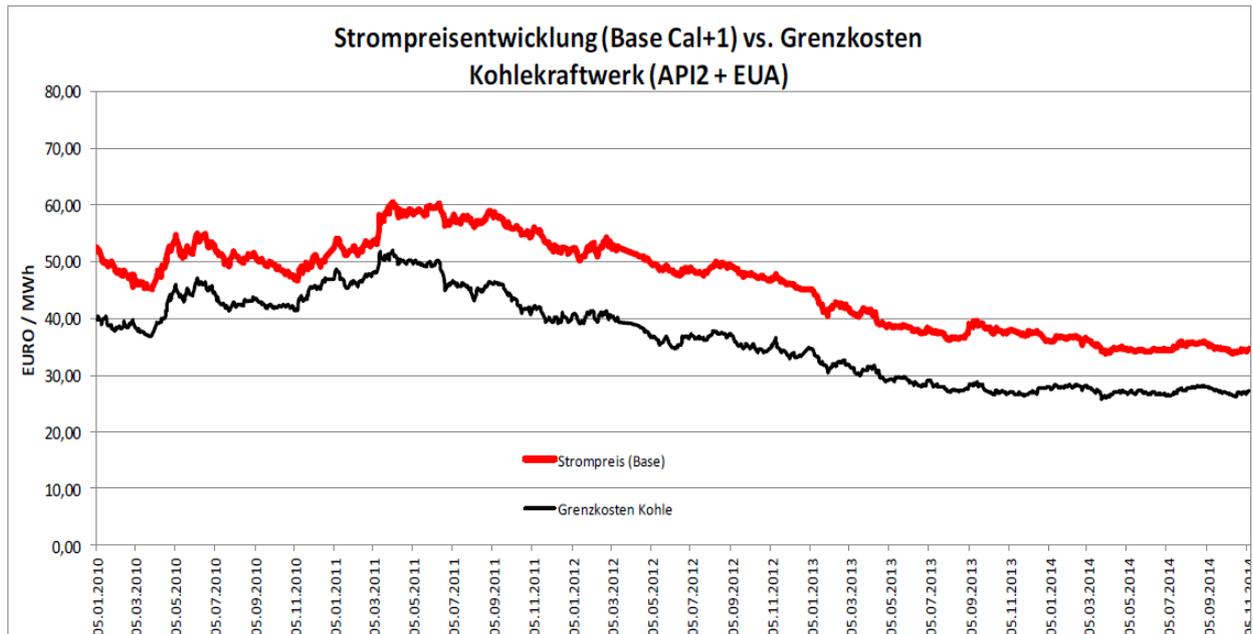
Berlin, 27. Februar 2015

Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.
Wallstraße 58/59
10179 Berlin
Tel: 030-726207-182
E-Mail: niese@wvmetalle.de

Anlage

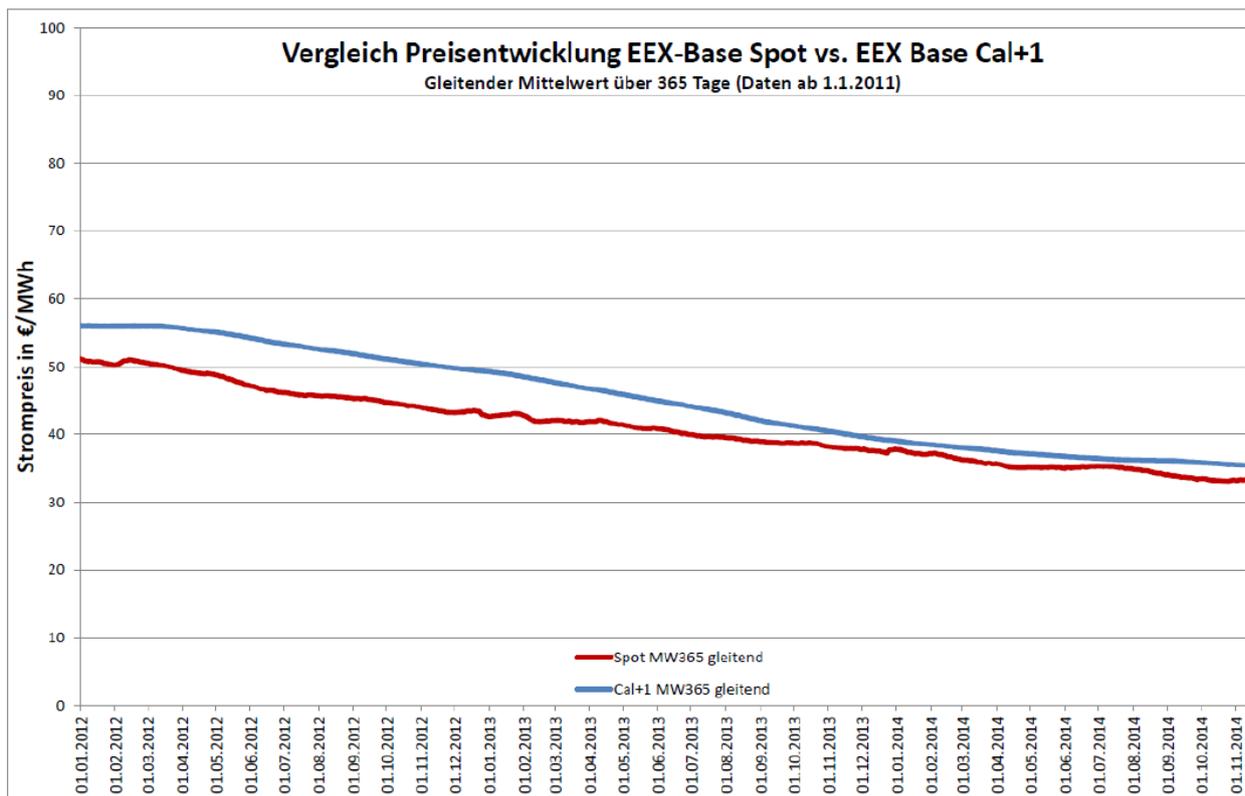
Grafik 1

Development of EEX forward prices in relation to marginal cost for a hard coal power plant



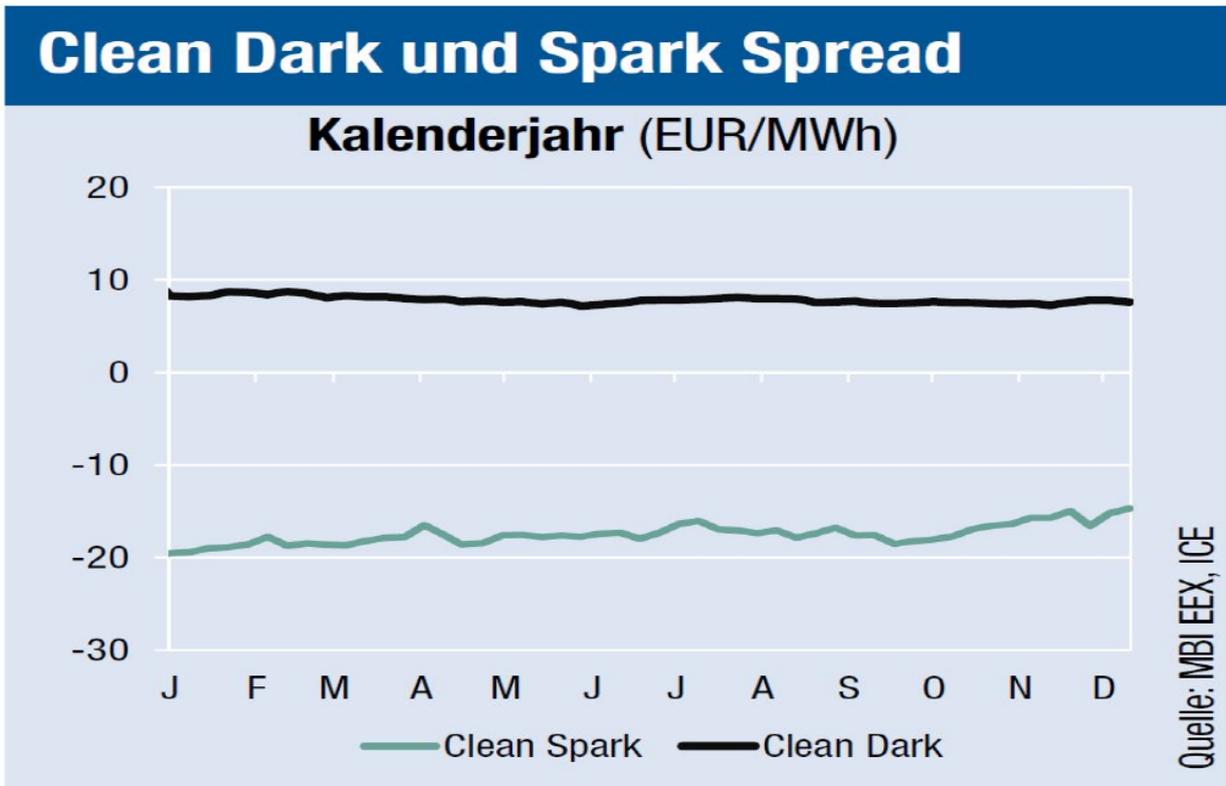
Grafik 2

EEX baseload prices spot vs. forward (Cal+1)



Grafik 3

Development of CDS and CCS (Cal+1)



Quelle: TRIMET Aluminium SE