

## **Stellungnahme des DEBRIV zum Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie**

### **"Ein Strommarkt für die Energiewende"**

Der DEBRIV begrüßt das vom BMWi vorgelegte Grünbuch zur Weiterentwicklung des Strommarktes in Deutschland. Es ist eine insgesamt geeignete Diskussionsgrundlage und gibt einen guten Überblick über die derzeitige Funktionsweise des Marktes, den Handlungsbedarf für seine Weiterentwicklung und erste konkrete Optimierungsvorschläge. Aus Sicht des DEBRIV ergeben sich Anregungen zu folgenden Sachverhalten:

1. Nachhaltigkeitsziele ausgewogen verfolgen
2. Stromwirtschaftliche Ziele der Bundesregierung
3. Zum Strommarkt
  - 3.1 Gewährleistung der Einsatzfunktion
  - 3.2 Gewährleistung der Vorhaltefunktion
4. Keine Wettbewerbsverzerrungen bei Regel- und Systemdienstleistungen
5. Rahmenbedingungen für den Netzausbau verbessern
6. Redispatch und sicherer Netzbetrieb
7. Abregelung erneuerbarer Energien

Der DEBRIV plädiert dafür, das deutsche Stromsystem eingebettet in den europäischen Strommarkt weiterzuentwickeln. Dazu gehört zunächst ein Level-Playing-Field für die deutschen Stromerzeuger. Leitinstrument für die Regulierung der Klimagase sollte das EU-ETS sein; regionale oder sektorale Vorgaben in Deutschland passen nicht dazu und führen darüber hinaus nur zu einer Verlagerung der Stromerzeugung aus Deutschland in Nachbarländer. Maßgebliche EU-Richtlinien zum Umweltschutz, so die IED, sollten, wie auch andere einschlägige Regeln, weiter 1 : 1 in deutsches

Recht umgesetzt werden. Der im europäischen Rahmen angelegte technologieoffene, brennstoffneutrale und grenzüberschreitende Wettbewerb ist am besten geeignet, die stromwirtschaftlichen Ziele, nämlich eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Stromversorgung zu gewährleisten. Kapazitäten sollten marktgetrieben zugebaut bzw. stillgelegt werden. Ob es hierfür ausreicht, den bestehenden Energy-Only-Markt (EOM) zu reformieren, ist zumindest fraglich. Daher sind weitergehende Maßnahmen zu untersuchen bzw. zu entwickeln. Entsprechende Überlegungen sind noch nicht abgeschlossen. Es ist sicherzustellen, dass Versorgungssicherheit im Übergang durch eine Kapazitätsreserve gewährleistet werden kann. Gleichzeitig ist zu prüfen, wie ein weitergehender Kapazitätsmechanismus zu gestalten wäre, dessen Errichtung eines erheblichen Vorlaufs bedarf. Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich, wobei jede Lösung europäisch, technologie- und brennstoffneutral zu gestalten wäre. Als Konzept bietet sich hier das von der Stromwirtschaft (BDEW/VKU) entwickelte Konzept eines „Dezentralen Leistungsmarkts“ an.

## 1. Nachhaltigkeitsziele ausgewogen verfolgen

Die angestrebte Transformation des deutschen Strommarkts ist ein auf viele Jahrzehnte angelegter Prozess. Es geht also um lange Zeiträume und um Zwischenstände. Das Stromsystem wird sich verändern, soll aber gleichermaßen zu jeder Zeit robust und wirtschaftlich bleiben. Dabei sollten die Möglichkeiten berücksichtigt werden, die hier im Land gegeben sind. Die großen in Deutschland verfügbaren Braunkohlenlagerstätten sind die Grundlage für eine wettbewerbsfähige Bereitstellung von Brennstoffen für die wirtschaftliche Strom- und Wärmeerzeugung in modernen und flexiblen Kraftwerken. Aus Braunkohlenkraftwerken wird in großem Umfang Wärme und Prozessdampf für Industrie, Gewerbe und private Haushalte bereitgestellt. Der Beitrag aus den rd. 21 GW Kraftwerksleistung zur Stromversorgung liegt in einer Größenordnung von 150 bis 160 TWh/a. Rund jede vierte in Deutschland erzeugte Kilowattstunde basiert auf Braunkohle.

Bei der **Versorgungssicherheit** geht es nicht alleine um technische Aspekte wie Netzstabilität und jederzeit ausreichend verfügbare Kraftwerksleistung. Wichtig erscheint, dass über einen Energiemix und die Berücksichtigung der heimischen Rohstoffverfügbarkeit, so Braunkohle, die geopolitischen Risiken eingegrenzt werden. Die

nach den Ölkrisen in den OECD-Staaten entwickelte Strategie, die Strommärkte möglichst unabhängig von den risikobehafteten und teuren Primärenergieträgern Öl und Gas zu gestalten, hat sich über viele Jahrzehnte bewährt. Die heimische Braunkohle mindert die geopolitischen und preislichen Risiken spürbar.

Beim **Umweltschutz** geht es aus Sicht des DEBRIV vorrangig darum, dass im Rahmen einer koordinierten europäisch-deutschen Gesetzgebung weiter ein Level-Playing-Field für deutsche Stromerzeuger gewährleistet bleibt. Die zentralen Instrumente der Umwelt- und Klimavorsorge im Stromsektor, nämlich der europäische Emissionshandel (EU-ETS) und die Richtlinie über Industrieemissionen, sollen in Deutschland weiterhin als Leitlinie gelten und 1 : 1 in deutsches Recht umgesetzt werden.

Hinsichtlich der **Wirtschaftlichkeit** der Stromversorgung begrüßt die Braunkohlenindustrie alle Bestrebungen zum Ausbau des europäischen Strombinnenmarkts. Dazu gehört, dass Förderinstrumente bzw. alle Eingriffe, die den Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Technologien verzerren, eine europäische Grundlage haben sollten. Um die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung auch langfristig zu gewährleisten, sind ein adäquates Marktdesign und auch der Netzausbau erforderlich. Über die Zeit gesehen muss den Anforderungen nach gesicherter Leistung Rechnung getragen werden, wobei das im Rahmen des europäischen Binnenmarkts zu gestalten wäre. Wichtig erscheint aus Sicht der Braunkohle, dass ein Marktdesign europäisch, technologieoffen und brennstoffneutral gestaltet und fortentwickelt wird.

Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt- bzw. Klimaverträglichkeit bilden auch in Zukunft das energiewirtschaftliche Zieldreieck. Die jederzeit gesicherte und zuverlässige Stromversorgung zu international wettbewerbsfähigen Preisen ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für den Erfolg der deutschen Wirtschaft und damit für den gesellschaftlichen Wohlstand in unserem Land. Daher sollten die Aspekte Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz die entscheidenden Kriterien bei der Bewertung der politischen und regulatorischen Instrumente und Optionen sein.

Dabei ist aus Sicht des DEBRIV wichtig, dass bei der Gestaltung des Strommarkts der Grundsatz berücksichtigt wird, jedes Ziel jeweils nur mit einem Instrument zu adressieren.

## **2. Stromwirtschaftliche Ziele der Bundesregierung**

Die stromwirtschaftlichen Ziele der Bundesregierung beziehen sich explizit auf den Ausstieg aus der Kernkraft und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist als Mengenvorgabe formuliert, indem Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch vorgegeben werden, so für die Jahre 2020 (mindestens 35 %), 2025 (40 bis 45 %) sowie 2035 (55 bis 60 %).

Im Gefolge dieser Festlegungen besteht komplementär zu dem Ausstieg aus der Kernkraft und dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein Strombedarf oder eine „Stromlücke“, die auf Grundlage von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas geschlossen werden muss. Im Jahr 2023 wird diese „Stromlücke“ in etwa so groß sein wie im Jahr 2008. Erneuerbare Energien haben dann den Ausstieg aus der Kernenergie mengenmäßig kompensiert. Im Jahr 2035 wird die Stromlücke zwar etwas kleiner sein, aber immer noch in einer Größenordnung von etwa 250 bis 300 TWh/a geschätzt (Anlage). Des Weiteren ist zu beachten, dass die erneuerbaren Energien zwar die erzeugte Strommenge aus Kernenergie substituieren, nicht aber deren Beitrag zur gesicherten Leistung. Da sich die abzudeckende Höchstlast absehbar nicht verringert, wird auch in 2030 noch eine gesicherte Leistung in Höhe von ca. 70 - 80 GW benötigt, die durch Braun- und Steinkohle sowie Erdgas zu decken ist.

Bezogen auf die Braunkohle und die zunehmende Flexibilität des Kraftwerksparks sowie die günstigen Brennstoff- und Erzeugungskosten kann davon ausgegangen werden, dass sich dieser heimische Energieträger auch in einem schwierigen Marktumfeld in der langen Frist gut behaupten wird.

Sollte in Deutschland zusätzlich zum CO<sub>2</sub>-Emissionsrechtehandel eine auf den Stromsektor bezogene CO<sub>2</sub>-Mengenvorgabe wirksam werden, hätte dies erhebliche Auswirkungen auf die Stromerzeugung hierzulande. Ergebnisse wären voraussichtlich steigende Preise für Strom und die Abhängigkeit Deutschlands von Stromimporten.

ten (verbunden mit dem Verzicht auf inländische Wertschöpfung). Das ungewollte Resultat von Interventionen in den Stromsektor könnte sein, dass die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch „Carbon Leakage“, d. h. Produktionsverlagerung ins Ausland, auch im Stromsektor eine bedeutsame Realität wird.

Dabei führen Eingriffe in die Betriebsweise von Anlagen in Deutschland, die dem EU-ETS unterliegen, zu keiner CO<sub>2</sub>-Minderung, da geringere Emissionen in Deutschland zu mehr Emissionen an anderer Stelle in der EU führen. Die Einschränkung der Stromerzeugung aus Kohle leistet folglich keinen Beitrag zum Klimaschutz, da eine CO<sub>2</sub>-Minderung in der EU nicht erreicht wird.

Die stromwirtschaftlichen Ziele der Bundesregierung sind Ausgangspunkt für die Diskussion, die Rahmensetzung im Strommarkt anzupassen.

### **3. Zum Strommarkt**

Nach Einschätzung des BMWi im Grünbuch durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Auch bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie müssen zwei essentielle Funktionen weiter gewährleistet sein. Zum einen geht es darum, dass ausreichende Kapazitäten vorhanden sind – **Vorhaltefunktion** – und zum anderen darum, dass diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden – **Einsatzfunktion**.

Die Braunkohlenindustrie unterstützt den Ansatz, die Gemeinwohlziele, nämlich eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Stromversorgung, durch eine wettbewerbsorientierte und privatwirtschaftliche Organisation des Strommarkts anzustreben. Hierzu gehört ein angemessener und stabiler gesetzlicher Rahmen, der Planungssicherheit und damit die Vorhaltefunktion gewährleistet. Das gilt zunächst für bestehende Anlagen. Bei der Braunkohlenindustrie geht es insbesondere um das integrierte System aus Tagebauen und Kraftwerken, die im Wesentlichen auf Grundlage landesplanerischer, berg- und immissionsschutzrechtlicher Genehmigungen betrieben werden. Die Integration von Kohlegewinnung und Stromerzeugung ist Grundlage für die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenstromerzeugung. Bei Eingriffen in dieses System sind Wechselwirkungen zu beachten. Anders als bei Steinkohlen- und Gas-

kraftwerken, die sich beim Brennstoffbezug auf eine externe Infrastruktur stützen, muss bei der Braunkohle der Verbund Tagebau-Kraftwerke beachtet werden.

Investitionen in neue Kapazitäten sollten genauso wie Stilllegungen marktgetrieben durch Unternehmen erfolgen. Dabei sollten die Entscheidungen der Marktakteure nicht durch Subventionen beeinflusst oder verfälscht werden. Abgelehnt werden Präferenzen für bestimmte Technologien oder Brennstoffe. Es sollte der Eindruck vermieden werden, dass der Gesetzgeber in der Lage wäre, die „Gewinner“ in einem wettbewerblichen Markt zu identifizieren. In diesem Kontext gilt als grundlegende Forderung, dass Eingriffe in die Märkte, sei es zur Förderung von Investitionen oder zum Absatz, zeitlich begrenzt und degressiv im europäischen Rahmen gestaltet werden.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur wird die Jahreshöchstlast langfristig in einer Größenordnung von zumindest 84 GW liegen<sup>1</sup>. Komplementär hierzu müssen jederzeit verfügbare und regelbare Kapazitäten vorgehalten werden. Im Wesentlichen sind dies heute Braunkohle (21,2 GW), Steinkohle (25,9 GW), Erdgas (26,7 GW) sowie Kernkraft (12,1 GW). Die Kapazitäten Kernenergie werden bis 2023 stillgelegt. Bei Steinkohle und Gas sind bereits größere Kapazitäten zur Stilllegung vorgesehen, weitere Anlagen in allen Bereichen werden daraufhin überprüft.

Tendenziell gewinnen also verfügbare Kapazitäten an „Wert“, insbesondere, weil unter den heutigen Gegebenheiten Neuinvestitionen kaum stattfinden. Hinsichtlich der im Grünbuch angesprochenen Vorhaltefunktion, aber auch der Einsatzfunktion, haben die Braunkohlenkraftwerke mit einer Kapazität von rund 21,2 GW sowie einer Erzeugung, die in den vergangenen Jahren in einer Größenordnung von 150/160 TWh/a lag, eine hohe Bedeutung.

Die Einschätzung im Grünbuch zu Überkapazitäten in einer Größenordnung von 60 GW in Europa, die für Deutschland relevant seien, wird von DEBRIV nicht geteilt. Hinzuweisen ist, dass z. B. die in Italien als verfügbar eingeschätzten Kapazitäten aufgrund von Leitungsengpässen nicht in Deutschland wirksam werden können.

---

<sup>1</sup> Genehmigung Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2025

Hinzu kommen weitere Einschränkungen in anderen Ländern. In Summe werden im Grünbuch die Überkapazitäten im europäischen Ausland, die für eine Versorgung in Deutschland genutzt werden können, um den Faktor 3 bis 4 zu hoch eingeschätzt. Hierzu sollten weitere Untersuchungen durchgeführt werden, um möglicherweise fatal falsche Schlüsse zu vermeiden, nämlich dass hohe Überkapazitäten in Nachbarländern umfangreiche Stilllegungen in Deutschland ermöglichen.

Die Herausforderungen durch die Integration immer größerer stochastischer Einspeisemengen aus volatilem PV- und Windstrom lassen sich durch eine Absenkung der Mindestlast im Netz nicht signifikant reduzieren. Die Potentiale zur Absenkung der Mindestlast durch Maßnahmen der Verbrauchssteuerung (Demand-side-management) sind begrenzt und bei ihrer Erschließung sind die Kosten ggü. den Flexibilitätsoptionen bei der Produktion (sowohl erneuerbarer als auch konventioneller Kapazitäten) sorgfältig zu analysieren und kosteneffizient abzuwägen. Insgesamt kann es daher derzeit weder eine qualitative noch eine quantitative Aussage oder gar Vorgabe zur Absenkung der Netzmindestlast geben.

### 3.1 Gewährleistung der Einsatzfunktion

Bei der Gewährleistung der **Einsatzfunktion** ist die weitere Integration des europäischen Strommarkts ein übergeordnetes Ziel. Verbraucher und Erzeuger sollten weiter im Rahmen der Konsumenten- und Vertragsfreiheit bei zunehmender Kapazität der Grenzkuppelkapazitäten grenzüberschreitend in wirtschaftlichen Kontakt treten können. Dies bezieht sich auf den heutigen Energy Only Markt (EOM) sowie perspektivisch auf die Frage, wie durch geeignetes Marktdesign die Verfügbarkeit von Kapazitäten in einem angemessenen Umfang langfristig gewährleistet werden kann.

Nach Einschätzung von DEBRIV ist es wichtig, dass auf den Märkten nicht nur genügend, sondern insbesondere auch wirtschaftlich oder preisgünstig arbeitende Anlagen verfügbar sind.

Legt man die im Bereich Stein- und Braunkohle in Deutschland verfügbaren Kapazitäten zugrunde und zieht den Ausbau der erneuerbaren Energien mit ins Kalkül, so

besteht die begründete Erwartung, dass in den kommenden Jahren bis in den Bereich mittelhoher Nachfrage die Kohlenkraftwerke preissetzend wirken.

Die Verstromung von preiswerter Kohle, in Deutschland speziell der Braunkohle, ist ein Synonym für ein wettbewerbsfähiges Stromangebot, das zeigt die Marktentwicklung. Interessant ist, wie stark der Strompreis und die Preise für Steinkohle und CO<sub>2</sub> korrelieren. Jeder Eingriff, der den Brennstoff Kohle verteuert oder die CO<sub>2</sub>-Preise ansteigen lässt, bedeutet sofort und unmittelbar steigende Strompreise.

Die Kohlen- und Gaspreise haben sich in den vergangenen Jahren auseinander entwickelt. Die Kohlenpreise waren eher stabil, die Gaspreise sind stark gestiegen. Um Erdgas wieder attraktiv für die Verstromung in Kondensationskraftwerken zu machen, müsste sich entweder der Gaspreis in etwa halbieren. Dies allerdings ist wenig wahrscheinlich, denn das Oligopol der Gasproduzenten funktioniert. Oder der CO<sub>2</sub>-Preis müsste sich in etwa verzehnfachen, dann allerdings würden die Strompreise sich annähernd verdoppeln.

Zu begrüßen ist insbesondere der Ansatz im Grünbuch, den derzeitigen Strommarkt - Energy Only Markt (EOM) – durch Stärkung des Day-ahead- und Intradaymarktes sowie der Bilanzkreisverantwortung zu ertüchtigen.

Die explizite Einbindung dieser Entscheidungen in den europäischen Kontext und damit die Stärkung des europäischen Strommarkts und der grenzüberschreitenden Kooperation ist positiv einzuschätzen. Gleiches gilt für die klaren Aussagen im Grünbuch zur Bedeutung des Netzausbaus im nationalen wie im grenzüberschreitenden Kontext. Die Beibehaltung der einheitlichen Preiszone dient ebenfalls einer sicheren und kosteneffizienten Stromversorgung und der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland.



### **3.2 Gewährleistung der Vorhaltefunktion**

Durch die Konzentration der Diskussion auf Strommengen und Marktanteile wird teilweise der Blick auf die Frage verstellt, wie in Zeiten sehr geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien – Dunkelflaute – die Stromversorgung durch die Verfügbarkeit angemessener Kapazitäten sichergestellt werden kann.

Die Lösungssuche, wie ein übergangsweise wirksames und längerfristig tragfähiges Marktdesign ausgestaltet werden kann, hat begonnen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass „überschüssige“ Kapazitäten im Strommarkt voraussichtlich erheblich kleiner sind als im Grünbuch angenommen und darüber hinaus zurzeit ein marktgetriebener Kapazitätsrückbau erfolgt, dessen Umfang und Ende nicht absehbar ist.

Die Implementierung eines zukunftsfähigen Marktdesigns wird hinsichtlich der notwendigen Regulierung Zeit benötigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ausreichende Kapazitäten nur verfügbar sein werden, wenn nicht aufgrund falscher Regulierung heute zukunftsfähige Kapazitäten ausscheiden oder entsprechende Investitionen in neue Anlagen unterbleiben bzw. erst so spät in Gang gesetzt werden, dass ein schädlicher Engpass auftritt.

Dabei sind, wie bereits beschrieben, die zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns im Grünbuch vorgesehenen „Sowieso-Maßnahmen“ überwiegend energiewirtschaftlich sinnvoll und sollten zügig umgesetzt werden. Aus Sicht des DEBRIV ist aber fraglich, ob ein Strommarkt 2.0 längerfristig allein Versorgungssicherheit gewährleisten kann.

Für eine Übergangsphase ist es zunächst erforderlich, den Strommarkt durch eine geeignete Reserve als Zwischenlösung zu flankieren, wobei dafür die „strategische Reserve“ am besten geeignet erscheint. Wird diese Reserve groß und damit teuer, ist ein Nachfolgekonzept erforderlich. Hier bietet sich das in der Stromwirtschaft unter der Überschrift „Dezentraler Leistungsmarkt“ (BDEW und VKU) entwickelte Modell an.

Jede neue Lösung muss diskriminierungsfrei und technologieneutral gestaltet werden, damit über eine hohe Beteiligung geringe Kosten für die Verbraucher erreicht werden können. Ein deutscher Leistungsmarkt muss in jedem Fall europäisch gedacht werden und sich in ein europäisches Marktdesign einfügen können, wie es auch von der EU-Kommission im Rahmen der Weiterentwicklung des Energiebinnenmarkts angestrebt wird.

#### **4. Keine Wettbewerbsverzerrungen bei Regel- und Systemdienstleistungen**

Es ist notwendig, dass die erneuerbaren Energien stärker in den Markt integriert werden und auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen sollten, sofern sie die technischen Anforderungen dazu erfüllen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei den erneuerbaren Energien i. d. R. um Kapazitäten handelt, die im Unterschied zu konventionellen Kraftwerkskapazitäten bereits durch die EEG-Förderung vollständig refinanziert werden. Insoweit benötigen EEG-Anlagen betriebswirtschaftlich betrachtet keinen Leistungspreiserlös und können aufgrund dieser Wettbewerbsverzerrung nicht geförderte Anlagen wie Speicher und konventionelle Kraftwerke aus dem Markt drängen, was deren Wirtschaftlichkeit weiter beeinträchtigen würde. Um die Chancengerechtigkeit auf dem Regelleistungsmarkt zu gewährleisten, muss dieser Umstand berücksichtigt und eine sachgerechte Lösung gefunden werden.

Das Gebot des Level-Playing-Fields und der wettbewerblichen Chancengleichheit zwischen erneuerbaren und konventionellen Anlagen muss neben dem Regelleistungsmarkt auch für den Bereich der regulatorisch vorgegebenen oder durch bilaterale Verträge zwischen Erzeuger und Netzbetreiber vereinbarten Systemdienstleistungen gelten. Eine andere Kapazitäten benachteiligende Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen darf es nicht geben.

#### **5. Rahmenbedingungen für den Netzausbau verbessern**

Der Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze ist Voraussetzung für die kostenoptimale Allokation von Kapazitäten und einen funktionierenden Markt. Hierzu sind erhebliche Investitionen, insbesondere in die übergeordneten Höchstspannungsnetze, erforderlich. Leider stockt der Netzausbau aus verschiedenen Grün-

den. Die Anstrengungen der Bundesregierung bzw. der Netzagentur zum bedarfsge- rechten Ausbau werden als notwendig erachtet und unterstützt.

## **6. Redispatch und sicherer Netzbetrieb**

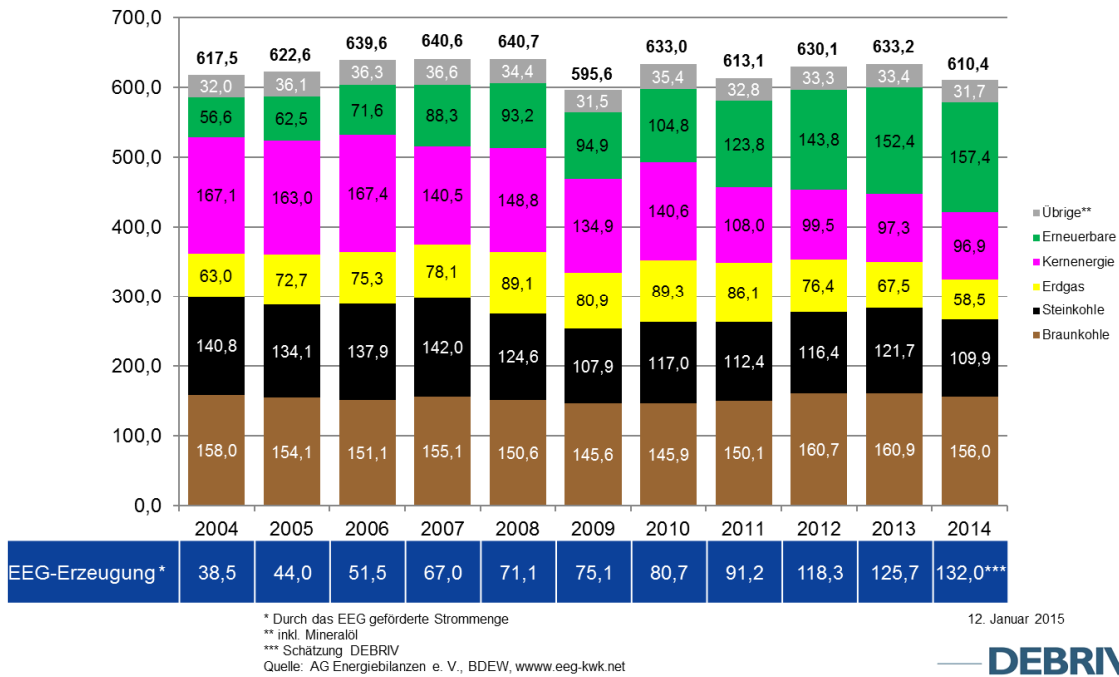
Zur Entschädigung auch für konventionelle Anlagen wird im Grünbuch zutreffend darauf hingewiesen, dass die Auswahl der zum Redispatch herangezogenen Anlagen nach netztechnischen Kriterien akzeptabel ist, „wenn die wirtschaftlichen Folgen für alle Anlagen angemessen kompensiert werden.“ Die Regelungen für konventionelle Anlagen hat die Bundesnetzagentur in zwei Festlegungen vom 30. Oktober 2012 getroffen. Weil diese in der Realität vielfach nicht zu angemessenen Kompensations- zahlungen führen, gehen die meisten deutschen Kraftwerksbetreiber gerichtlich da- gegen vor. Da der endgültige Abschluss dieser Verfahren weder zeitlich noch inhalt- lich abzusehen ist, sollte der regulatorische Rahmen zeitnah korrigiert werden, um finanzielle Sicherheit sowohl für die betroffenen Kraftwerksbetreiber als auch Über- tragungsnetzbetreiber zu schaffen.

## **7. Abregelung erneuerbarer Energien**

Im Grünbuch wird die Abregelung erneuerbarer Energien um bis zu 3 % der Jahres- arbeit erwogen, um die Stromnetze nicht für die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ ausbauen zu müssen. Diese Aussage steht im Widerspruch zum Koalitionsvertrag: „Spitzenlast kann bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als fünf Pro- zent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt...“. Eine Regelung auf der Grundlage des Koalitionsvertrags für Neuanlagen wäre notwendig, da die Auslegung des gesamten Stromsystems auf die zu erwartenden sehr hohen und teilweise nur kurzzeitig auftretenden Spitzen un- wirtschaftlich wäre.

Köln, 26. Februar 2015

# Bruttostromerzeugung in Deutschland von 2004 bis 2014 nach Energieträgern

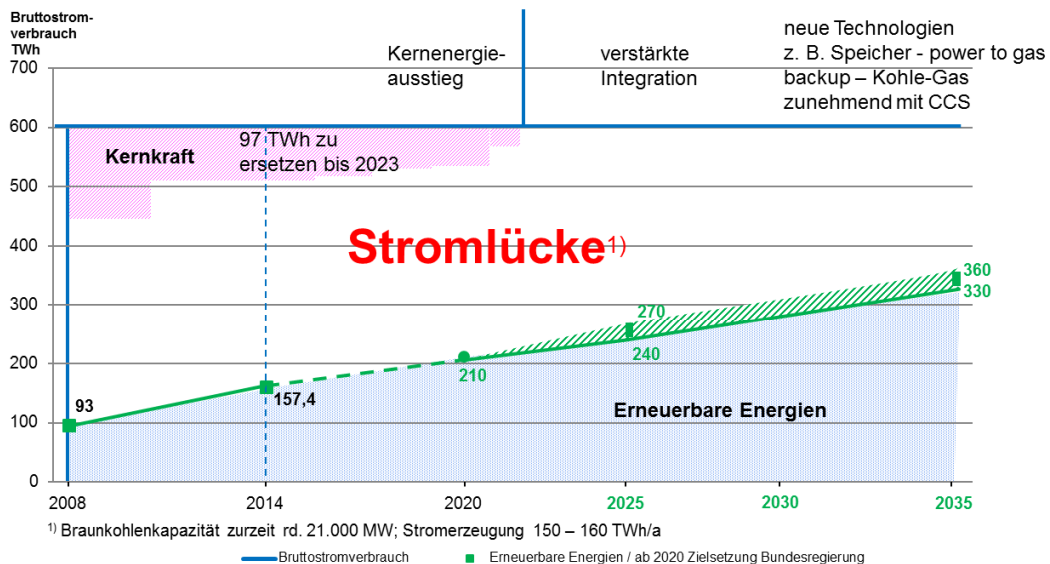


12. Januar 2015

**DEBRIV**

Bundesverband Braunkohle

## Stromwirtschaftliche Ziele der Bundesregierung



Ziele Bundesregierung gemäß Koalitionsvertrag:

EE-Anteil: 2020 min. 35 %, 2025 – 40 bis 45 %, 2035 – 55 bis 60 %

Bruttostromverbrauch stabil bei 600 TWh

20. Februar 2015

**DEBRIV**

Bundesverband Braunkohle