

Vorbemerkung

Dem BMWi gebührt Dank für diese Möglichkeit der Stellungnahme, auch für Staatsbürger, die keine wirtschaftlichen Interessen in der Sache haben oder vertreten, und Anerkennung für dieses Vorgehen über Grünbuch und Weißbuch auf der Grundlage von breitangelegten Studien. In dieser Stellungnahme konzentriere ich mich auf konkrete Gestaltungsvorschläge für den Stromsektor, die im Weißbuch aufgegriffen werden können.

1. Bemerkungen und Vorschläge zu Teil II: speziell zu Kapitel 4: Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

In Teil II des Grünbuches ist die Grundidee zu erkennen, dass a) die optimale Gestaltung der Einsatzfunktion der Synchronisierung in der Flexibilisierung der Erzeugung, der Nachfrage, der Speicherung und in Netzen liegt, und b) dies durch Einbeziehung **aller** Erzeuger und Verbraucher in die diversen Märkte für Strom, Regelenergie etc. erfolgen sollte. Dazu erscheinen die in Teil II, speziell Kapitel 4 vorgeschlagenen Maßnahmen unzureichend. Im Weißbuch sollte die Weichenstellung klarer herausgestellt werden, wie die verschiedenen Optionen ausgebaut werden sollen. Dazu müssen Hindernisse und Fehlanreize abgebaut, Anreize zielkonform strukturiert und Mechanismen geschaffen werden. Insbesondere sollten Voraussetzungen geschaffen werden, dass die Knappheitssignale aus den Strommärkten (Spot, OTC, eventuell auch Regelenergie) auch für die kleineren Endverbraucher und Eigenerzeuger wirksam werden, für die hauptsächlich die Bezugspreise des Endverbraucher-Tariffsystems und die Einspeisetarife relevant sind. Im Einzelnen sollten in Betracht gezogen werden:

i) Umstellung von EEG-Bestands-Verträgen

Die Besitzer von Erzeugungsanlagen mit EEG-Alt-Verträgen (aus der Zeit vor Einführung der Marktprämie) verfügen über ein erhebliches Flexibilisierungspotential, auf dessen Aktivierung zurzeit mit dem Argument des Bestandsschutzes verzichtet wird. Den Eigentümern und Betreibern dieser Anlagen könnte die Umstellung der Verträge auf die aktuellen Bedingungen (Einspeisetarife und Marktprämien-Modell) angeboten werden bei Verlängerung der Laufzeit und mit einer pauschalen Abgeltung des Gegenwartswerts der Erlösdifferenz (aus Steuermitteln oder aus Mitteln eines zu schaffenden Kreditfonds). Um die Transaktionskosten der Umstellung niedrig zu halten, könnte man individualisierte Angebote auf Anlagen oberhalb einer Mindestkapazität begrenzen, und für kleinere Anlagen standardisierte Lösungen anbieten.

So würden diese potentiellen Marktakteure aus dem „goldenen Käfig“ befreit und könnten ihre Anlagen auch neu dimensionieren in einer Art *Repowering* und vielfältiger an der Flexibilisierung teilnehmen. Diese Maßnahme würde auch die EEG-Umlage senken, eine in Anbetracht der Bezahlbarkeit wichtige Nebenwirkung. Je nach Finanzierungsart würde die steuerliche Belastung ansteigen oder eine Verpflichtung zu einer künftigen Belastung zur Deckung des Kreditfonds entstehen.

ii) Staatlich veranlasste Preisbestandteile überprüfen und modifizieren

In Abschnitt 4.3 des Grünbuches werden neben den Netzentgelten auch die staatlichen Preisbestandteile als Hemmnisse der Flexibilisierung angesprochen und in dem letzten Punkt der Vorschläge wird eine „Dynamisierung“ dieser Preisbestandteile zur Debatte gestellt. Dabei sind diese Preisbestandteile in der jetzigen Form nicht nur Hemmnisse, sondern schaffen zu ihrer Vermeidung Anreize und auch Fehlanreize.

Aus Sicht eines Endverbrauchers sind diese Preisbestandteile Anreize zur Senkung des Stromverbrauchs und auch zur Investition in eine Eigenerzeugung. Solange sie jede bezogene kWh gleich belasten, stehen sie in der Tat der gewünschten Flexibilisierung im Wege. So schaffen sie keine Anreize zur Verbrauchsverlagerung ohne oder mit Speicher, und bilden ausgeprägte Hemmnisse besonders für neue Anwendungen (für Wärme oder Elektroauto), die den Strom-Bezug erhöhen aber erwünscht sein können.

Auch steigert die steigende Differenz zwischen EE-Erzeugungskosten wegen fallender EE-Anlagepreisen und Strombezugskosten bei gestiegener EEG-Umlage das Interesse an einer direkten Stromversorgung Dritter aus dezentralen Anlagen ohne Nutzung des Verteilnetzes z.B. in Wohnkomplexen, Gewerbegebieten und Dorfgemeinschaften.

Im Zusammenhang mit der EEG Novellierung von 2014 wurde dieses Thema intensiv bearbeitet und es wurden EEG-Belastungen für Eigenerzeuger sowie Ausnahmen dazu geschaffen. Diese Diskussion wurde vor allem unter Gesichtspunkten des EEG-Umlage-Aufkommens geführt, aber nicht zur zielführenden Gestaltung von Anreizen.

Die EEG Umlage sollte gemeinsam mit anderen staatlich verursachten Preisbestandteile noch einmal grundsätzlich und in ihren Anreizwirkungen überprüft werden, nicht nur unter Flexibilisierungsgesichtspunkten. Sie nur unter dem Aspekt „Hemmnisse der Flexibilisierung“ zu betrachten, greift zu kurz, wenn man wie im Grünbuch das gesamte künftige Strom-Marktdesign plant. EEG-Umlage, Stromsteuer und Konzessionsabgabe sowie die MwSt. darauf sind im Laufe der Zeit mit unterschiedlicher Zielsetzung, namentlich Umwelt- und Klimaschutz, Finanzierung der Sozialversicherung, Finanzierung der Kommunen, geschaffen worden, und sind möglicherweise für die Zukunft nicht mehr passend, auch aus Erwägungen energiepolitischer Ziele wie Wirtschaftlichkeit und deren Ausprägungen Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit. Die Stromsteuer könnte z.B. wieder zu einer Kohlenstoff-Steuer umgewandelt werden, wie offenbar im Entwurf des Grünbuchs schon in Betracht gezogen („Abgaben auf Brennstoffe umlegen“), in Verbindung mit der Anpassung des EU Kohlenstoff-Handelssystem. Die Dynamisierung, sprich „Aufschläge prozentual statt fix ausgestalten“ in Verbindung mit „Sonderregelungen anpassen“ ist eine Möglichkeit, sollte aber unter der Gesamtheit der Zielsetzungen durchdacht und umgesetzt werden.

iii) Tarifsysteme, materielle Voraussetzungen und weitere Anreize für systemkonforme Flexibilität bei Endverbrauchern schaffen

Neben der in ii) vorgeschlagenen Revision der staatliche verursachten Preisbestandteile sollten die Endverbraucher-Tarife so umgestaltet werden, dass sie die Anreize zur gewünschten Verbrauchs- und Bezugsverlagerung und für erwünschte neue Anwendungen („neu zugeschaltete Verbraucher“) haben. Das gilt insbesondere für kleine Verbraucher, die aufgrund der Größe oder der

Transaktionskosten nicht in der Lage sind, ihre Bezugsbedingungen selbst zu gestalten. Dieses Tarifsysteem müsste von Grundversorgern und auch von den neuen Anbietern genutzt werden. „Leistungspreise stärken“ kann ein Teil davon sein, aber ist bei weitem nicht genug. Es setzt auch voraus, dass die dazu benötigten Informations- und Messsysteme beim Verbraucher als Teil eines *smart grid* eingerichtet werden.

Zu beachten sind hierbei im Übrigen Datenschutzerfordernisse, da den Netzbetreibern u.U. detaillierte Information über das Verhalten der Endverbraucher zufließen, die einen hohen kommerziellen Wert haben können.

Für größere Abnehmer müssten sich vertragliche Angebote aus dem Großhandel, der Beratung und der Technologie entwickeln, was aber allein aufgrund der Marktlagen-Differenzen mitnichten gesichert ist. Um dies in die gewünschte Richtung zu lenken, sollte eine finanzielle Förderung oder andere Anreize für solche Angebote in Betracht gezogen werden.

iv) Eigenerzeugung und Nutzung von Überschussstrom; kleine Eigenerzeuger anregen

Eigenerzeugung entzieht den Märkten Angebot, aber auch Nachfrage. Das kann im Sinne der Einsatzsynchronisation des Systems kontraproduktiv sein, wenn nicht gesichert ist, dass dies jeweils dann geschieht, wenn es die Marktlage als erwünscht anzeigt. Die mit dem EEG in Deutschland durchgesetzte Regelung „Einspeisung von EE-Erzeugung und Strombezug des Eigenerzeugers“ ist für die Gesamtoptimierung insofern günstiger (besonders im Vergleich zum *net-metering*), als einerseits die Einspeisung besser in Abhängigkeit vom Wetter geplant und im Notfall – gegen Kompensation - abgeworfen und andererseits dem Abnehmer für den Bezug Signale gegeben werden können, sodass er seine Nachfrage im Systeminteresse (siehe iii) anpasst, verlagert oder auch in neuen Anwendungen erhöht.

Die Alternative für den Eigenerzeuger, insbesondere solange entsprechende Bezugs-Tarife und Info/Messsysteme und ein entsprechender Datenschutz nicht existieren, ist die, das System der Eigenerzeugung und des Verbrauch so zu optimieren, dass er möglichst wenig bezieht. Diese Option sollte unter Vermeidung der Nachteile ermöglicht werden, da so mehr dezentrale EE-Potentiale genutzt werden. Es ist im Grünbuch nicht zu erkennen, wie die Eigenerzeuger/Endverbraucher zu einem systemoptimalen Verhalten angereizt werden sollen. Im Weißbuch sollten Maßnahmen enthalten sein, die Anreize für kleinere Eigenerzeuger so setzen, dass auch sie im Sinne des Systems ihre Anlagen in Dimensionierung und Betrieb optimieren.

v) Dezentralen Erzeugung und direkte Versorgung Dritter ermöglichen

Die Verschiebung der Preis- und Kostenrelationen hat Konzepte dezentraler Stromerzeugung aus EE und direkter (ohne Nutzung der Verteilnetze) Belieferung von Dritten attraktiv gemacht, wobei z.B. Wohnungsbau- oder -betriebsgesellschaften ihre Mieter oder Eigentümer beliefern, Gewerbebetriebe benachbarte Betriebe in einem Gewerbegebiet beliefern, dass sich ländliche Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaften bilden u.a.m. Im EEG 2014 wurden diese Formen eher erschwert. Im Sinne der o.g. Maximierung von beeinflussbaren Volumina in den Strommärkten sind diese Formen u.U. nicht erwünscht. Auch könnte dies gegen die Entbündelung von Funktionen und den Wettbewerb im Endverbrauchermarkt verstoßen und zur Benachteiligung von *captive* Endverbrauchern führen, wenn sie die keinen Zugang zu alternativen Anbietern erhielten.

Nichtsdestoweniger sollten solche Konzepte ermöglicht werden, da sie zusätzliche Optionen zu mehr EE-Strom aus dezentralen Anlagen, Anlagenkombinationen und Kooperationen schaffen können.

Im Weißbuch sollte die gezielte Untersuchung und Umsetzung von Anreizen dargelegt werden, wie dezentrale EE-Potentiale durch Regelungen zur direkten Versorgung Dritter mobilisiert werden können unter Gewährleistung von Flexibilität und Vermeidung einer unangemessenen Belastung bzw. Risiken für Netze und das Gesamtsystem.

vi) Risiken für neue Marktteilnehmer (Intermediäre, besonders Speicherunternehmen) senken und Marktzugang sichern

Große Erwartungen in Bezug auf Flexibilisierung werden offenbar in das Entstehen von Intermediären gesetzt, die mit Strom nicht nur handeln und Arbitrage-Geschäfte machen, sondern auch solche die speichern. Es wird offenbar gehofft, dass die Börsenpreis-Varianzen ausreichen, dass entsprechende Investitionen angeregt werden.

Die Wirtschaftlichkeit wird sich voraussichtlich aufgrund von sinkenden Speichertechnologiekosten verbessern. Auch kann durch den Zugang zum Regelenergiemarkt und anderer Systemdienstleistungen die Chance zur Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Sie hängt aber auch stark von den zeitlichen Preisdifferenzen, den Schwankungen der Börsenpreise ab, die von den jeweiligen Speichertechnologien (Kurzzeit-, Tages-, Wochenspeicher etc.) genutzt werden können.

Diese Marktpreis-Schwankungen können im Prinzip für die Lebensdauer der Nutzung eines Speichers prognostiziert werden, bleiben aber ungewiss, zumal sie nicht nur von den inländischen Entwicklungen beeinflusst wird. Auf Ungewissheit reagieren die Investoren so, dass sie kleinere Investitionen bevorzugen und solche, die eine sehr hohe Rendite versprechen. Wünschbare Anlagen (z.B. Speicher) mit hohem Kapitalbedarf und solche mit langen Amortisationszeiten würden eher nicht realisiert. Zur Risikosenkung sollte man Investitionskosten-Zuschüsse und anderes in Betracht ziehen, nicht nur aus R&D Mitteln für Pilotanlagen sondern auch zur Markteinführung.

Diese Intermediäre müssen auch einen Marktzugang zu den verschiedenen Strommärkten einschließlich des Regelenergiemarkts und anderen entlohnten Systemdienstleistungen erhalten, um mehr Erlös-Möglichkeiten zu haben und einen größeren Beitrag zur Energiewende und der Einsatzsynchronisierung leisten zu können.

2. Bemerkungen und Vorschläge zu Teil II, Kapitel 8: „die Klimaschutzziele erreichen“

In Kapitel 8 wird die kurz und mittelfristig große Herausforderung klar benannt und es werden weitere Maßnahmen angekündigt: „Um das nationale Klimaziel von -40% im Jahr 2020 gegenüber 1990 zu erreichen und auf den Zielpfad in Richtung langfristiger Klimaziele einzuschwenken, sind nach aktuellen Projektionen weitere Maßnahmen erforderlich. Auch der Stromerzeugungssektor wird hierbei aufgrund seines hohen Anteils an den nationalen Emissionen einen Beitrag leisten müssen.“

Dann wird die Absicht kundgetan, das „Emissionshandelssystem zu reformieren“. Was dann folgt ist ein Bekenntnis der Machtlosigkeit innerhalb des europäischen ETS, das mit einer in sich unlogischen Passage endet: „Zwar würden mit dem Reformvorschlag der Bundesregierung zirka die Hälfte der von der Europäischen Kommission bis 2020 projizierten Überschüsse abgebaut werden. Es verblieben jedoch bis 2020 immer noch signifikante Überschüsse im Markt. Dementsprechend dürfte es zum

Ende dieser Handelsperiode zu einem Preisanstieg bei den Zertifikaten und damit sehr wichtigen Signalen für zukünftige Investitionen kommen.“ Bei signifikanten Überschüssen dürfte es eben nicht zu einem Preisanstieg kommen. Mit dieser Formulierung wird die Hoffnung in den ETS gleich wieder zunichte gemacht.

In Kapitel 8 findet sich der Hinweis auf den Neubau von Gaskraftwerken als Beitrag zur Emissionssenkung und gleichzeitig Flexibilisierung. Es wird aber nicht diskutiert, wie deren Wirtschaftlichkeit erreicht werden soll bzw. wie die Gaskraftwerke an den Strom-Märkten konkurrenzfähiger werden sollen. Das wäre der Fall, wenn außer der Kernenergie auch mehr fossile Kapazität mit niedrigen variablen Kosten aus dem deutschen bzw. europäischen Kraftwerkspark stillgelegt würde und/oder Kraftwerksgas zu günstigeren Bedingungen zur Verfügung stünde, sodass Erdgaskraftwerke ein wesentliches Komplement zur fluktuierenden EE-Stromerzeugung werden können und das zu „bezahlbaren“ Kosten.

Die Bedingungen, zu denen Kraftwerksgas verfügbar ist, können durchaus politisch beeinflusst werden, z.B. durch Förderung von weiteren Erdgasbezugsketten (Leitungen und LNG), kurzfristiger Speicherung und Entnahme zusätzlich zur strategischen Speicherung und Einflussnahme auf die Gaspreisbildung. Falls die Einsparbemühungen im Wärmemarkt Erfolg haben, ergibt sich mittel- und langfristig eine neue Marktsituation für Erdgas.

Hinweise auf die Technologie der Kohlenstoff Abscheidung (Carbon Capture) finden sich in Kapitel 8 nicht. Es scheint, dass BMWi in diese Technologie anders als 2011 keine hohe Erwartung zur Emissionssenkung mehr setzt angesichts erheblicher logistischer und Akzeptanz-Probleme mit der Speicherung. Das mag vorschnell sein, da sich auch andere CO₂-Verwendungsmöglichkeiten beispielsweise in der Chemischen Industrie abzeichnen.

Vorschläge zu Kapitel 8 im Einzelnen:

i) Reform des ETS

In jedem Fall ist die Bundesregierung aufgefordert, die Reform des ETS viel nachdrücklicher zu verlangen und auch dafür zu sorgen, dass Spielraum und Anreize für den Betrieb emissionsintensiver alter Kohlekraftwerke im Ausland nicht bestehen bleiben oder gar erweitern werden.

ii) Erhöhung der flexiblen Kraft-Wärme-Kopplung

Im Grünbuch wird als einzige konkrete Aktivität für Deutschland angeführt: „Die Rolle der KWK beim Umbau des Kraftwerksparks klären.“ Außer Klärung sind hier Maßnahmen zur Steigerung des flexiblen KWK Einsatzes zu entwickeln.

iii) Beschleunigung der THG Emissionssenkung im inländischen Kraftwerkspark

Nach Veröffentlichung des Grünbuches sind neue Vorschläge zur Senkung der THG Emissionen in der Bundesregierung diskutiert worden, namentlich eine quantitative Vorgabe zur Senkung an die Stromerzeuger, die sich dann über die Modalitäten einigen sollen. Im Weißbuch muss diese Maßnahme konkretisiert werden, die im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 vom 03. Dezember

2014 noch recht unspezifisch angekündigt wird. Dabei ist sicherzustellen, dass der Effekt nicht durch erhöhte THG Emissionen im verbundenen Ausland konterkariert wird. (siehe i)

iv) Verbesserung der Verfügbarkeit von Erdgas für den flexiblen Einsatz von Kraftwerken (auch zu Kapitel 4)

Die Bundesregierung sollte alle technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und vertraglichen Optionen zur Verbesserung der Verfügbarkeit von Erdgas für den Kraftwerkssektor untersuchen lassen und die Gestaltung Möglichkeiten nutzen.

v) Klärung der Optionen zur Kohlenstoff-Abscheidung und Verwendung

Die Bundesregierung sollte eine unabhängige Studie der technisch-wirtschaftlichen Optionen der Kohlenstoff-Abscheidung und Wiederverwendung in Auftrag geben und die Tür für vielversprechende Optionen offen halten.

3. Bemerkungen und Vorschläge zu Teil III, Kapitel 9: „Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

In Teil III wird dann die Diskussion eröffnet zur Kapazitätsvorhaltung: Kapazitätsmarkt oder fortentwickelter „*Energy Only Market*“ (EOM), Internationale Zusammenarbeit, und Kapazitätsreserve. Im Zentrum steht Kapitel 9: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt, in dem die Ergebnisse von Studien referiert werden, ohne eine eindeutige Bevorzugung erkennen zu lassen. In den Studien aber wird der Verzicht auf einen Kapazitätsmarkt (gleich welcher Art) und der bestehende EOM favorisiert, unter der Voraussetzung dass er perfektioniert wird, und von (politischer) Einflussnahme auf die stark oszillierende Preisbildung freigehalten wird (Strommarkt 2.0). Das lässt darauf schließen, dass dies auch die vom BMWi favorisierte Verfassung ist, was sich auch aus Kommentaren des Ministers („kein Hartz IV für alte Kraftwerke“) heraushören lässt.

Zu bedenken ist, dass die zugrunde liegenden Studien unterstellen, dass das Gesamtsystem nach Kostenminimum optimiert wird. Nach meinem Verständnis wird damit implizit unterstellt, dass die Marktteilnehmer eindimensional nach Kosteneffizienz und auf der Grundlage von gesicherten Prognosen handeln, die das künftige Marktgeschehen voraussagen. In der Realität lassen die Marktteilnehmer aber deutlich stärker Risikogesichtspunkte in ihre Entscheidungen einfließen

Das Konzept Strommarkt 2.0 kann allerdings mit einem geringeren Risiko bevorzugt werden, solange es auf mittlere Sicht voraussichtlich genügend (verfügbare) Kraftwerksleistung gibt, um die Höchstlast zu decken. Es geht mittelfristig also nicht unbedingt darum, neue Investitionen in flexible Kraftwerke anzuregen, sondern eher darum, die richtigen Kraftwerke zu erhalten. Dazu wird die Bundesnetzagentur ein gewichtiges Wort mitreden. Sehr wichtig wird auch sein, ob es gelingt, die zum zeitlichen und örtlichen Ausgleich benötigten Übertragungskapazitäten bereitzustellen. Mit anderen Worten: für die Bereitstellung der ausreichenden Leistung bis 2022 ist es möglicherweise nicht so entscheidend, welches System implementiert wird, das modifizierte EOM oder eines der drei anderen untersuchten.

Für die Betreiber ist es allerdings ein großer Unterschied, ob sie für die Bereitstellung, zu der sie von der Regulierungsbehörde angehalten werden, auch eine angemessene Vergütung erhalten. Bei der Bereitstellung der Kapazitätsreserve (nach Kapitel 11) können Anlagen zumindest kleine Deckungsbeiträge - in einer Übergangszeit - erzielen. Angesichts des Prinzips, möglichst alles über organisierte Märkte zu regeln, bleibt es bedenkenswert, die Nichtstilllegung über eine Ausschreibung zu regeln, womit man wieder bei einem Kapazitätsmarkt wäre. Um dabei auch mittel- und langfristig die emissionsarmen fossilen Anlagen zu begünstigen, sollte dies bei der Gestaltung als Nebenbedingung beachtet werden speziell in dem Fall, dass das ETS nicht zur Effektivität gebracht werden kann.

Vorschlag: Angesichts der laut Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zu erwartenden beschleunigten Stilllegung bzw. unter Vorgabe einer THG-Emissionssenkung sollten die Studien (mit den realen Kraftwerksparks) zum Strommarkt 2.0 und den Kapazitätsmarkt-Alternativen noch einmal überarbeitet werden. Dabei sollten – evidenzbasiert – auch Investitionsverhalten unter Ungewissheit und unterschiedliche Risikostrategien der Marktteilnehmer unterstellt werden. Falls dann andere Lösungen für die Vorhaltungsfunktion und die THG Emissionssenkungen sich als robuster erweisen, sollte man diese verfolgen.

Schlussbemerkung

Mit dem Grünbuch wird die getrennte und unterschiedliche Behandlung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung (Regelungen des EEG) und des „Strommarkt-Design“ fortgeführt. Erstere werden als gegebene Rahmenbedingungen für die Gestaltung der vielfältigen „Strom-Märkte“ betrachtet, ebenso wie auch das ETS, die Stromsteuer und andere Regelungen, die den Stromsektor betreffen, als gegeben betrachtet. Das mag im Sinne einer Dekomplexierung und schrittweisen Bearbeitung der Probleme sinnvoll sein, birgt jedoch die Gefahr, dass diese „externen“ Randbedingungen nicht gleichermaßen grundsätzlich auf den Prüfstand gestellt werden wie die „internen“ Regelungen. Die Erneuerbaren haben jedoch schon jetzt einen Status im deutschen Stromsystem erreicht, der eine integrierte Betrachtung und Gestaltung des ganzen Stromsektors erfordert, der im Übrigen nicht ausschließlich in Form von Märkten organisiert ist und schon gar nicht ein einziger Markt ist, wie der Titel des Grünbuches nahelegt.