

Aktuell wird ein neues Strommarktdesign, die ökonomische Ausgestaltung der Energiewende, parlamentarisch diskutiert. Ausgelöst durch die Strommarktliberalisierung, den steigenden Anteil an Wind- und Sonnenstrom sowie der rechtlichen Übervorteilung von EEG-Strom ist eine Systemanpassung zwingend notwendig. Die Lösungsansätze aus dem Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums werden vor dem Hintergrund dieser Veränderungen kritisch hinterfragt.

Im Jahr 1998 wurde der Strommarkt in Deutschland liberalisiert. Der Staat hatte sich entschieden, die Stromwirtschaft grundsätzlich privatwirtschaftlich zu organisieren. Das natürliche Monopol des Stromnetzes kontrolliert und steuert er dabei über die Bundesnetzagentur. Für alle übrigen Bereiche hat er einen rechtlichen Rahmen zu schaffen, um privatwirtschaftliche Investitionen in das System der Stromversorgung zu ermöglichen und damit gleichzeitig sicherzustellen. Die gegenwärtigen Umwälzungen im Zuge der Energiewende haben das System jedoch aus dem Gleichgewicht gebracht und verlangen nach einer Neuausrichtung.

Das Ziel eines gelungenen neuen Strommarktdesigns muss darin liegen, dass viele, vom Typ her sehr unterschiedliche Einzelinvestitionen so orchestriert werden, dass sie sich, einzeln betrachtet, wirtschaftlich rentieren und gleichzeitig in ihrer Summe ein funktionierendes Stromversorgungssystem ergeben. So unterschiedliche Investitionen wie die für konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Stromerzeugungsanlagen und Stromspeicher müssen aufeinander abgestimmt werden und dürfen sich gegenseitig nicht unangemessen behindern. Gleichzeitig darf das regulierte Stromnetz nicht zum Auffangbecken für negative technische und ökonomische Effekte werden. Das Stromnetz darf nicht zum Abladeplatz negativer externer Effekte der übrigen Einzelinvestitionen verkommen. Weiter muss der zu setzende Rahmen eines neuen Strommarktdesigns im Kern auf absehbare Zeit statisch sein. Permanente Änderungen und Anpassungen würden die Planungssicherheit für Investoren untergraben und damit die Investitionsbereitschaft dramatisch herabsetzen. Weil der Staat die Stromversorgung nicht mehr selbst machen will,

muss er dafür sorgen, dass die Privatwirtschaft diese Aufgabe für ihn übernimmt. Er muss gewährleisten, dass mit allen notwendigen Einzelbestandteilen der Stromversorgung Geld verdient werden kann. Genau dies ist aktuell jedoch nicht der Fall. Eine Anpassung der Marktregeln ist somit notwendig und wird gegenwärtig im Deutschen Bundestag intensiv diskutiert. Ausgelöst wurde dies vor allem durch zwei Entwicklungen im Zuge der Energiewende:

Das Wetter richtet sich nicht nach unserem Strombedarf

Vor allem mit den ertragsreichen Techniken der Windenergie und der Photovoltaik treten neue technisch-physikalische Effekte auf, die im bestehenden Marktmodell des Power-Only-Marktes zu massiven Systemstörungen führen. Die banalen Aussagen, dass eine Windenergieanlage bei Wind und eine Photovoltaikanlage bei Sonnenschein Strom erzeugen, führen zu zwei Zuständen, die im Marktsystem bei seiner Einführung 1998 in ihrer heutigen Dimension noch völlig unbekannt waren. Zum einen, dass trotz installierter Erzeugungsleistung wetter- und tageszeitenbedingt kein Strom erzeugt werden kann. Zum anderen, dass Strom erzeugt wird, obwohl kein entsprechender Bedarf hierfür besteht. Letzteres führt im Extremfall zu negativen Preisen an der Strombörse und begründet das neue Phänomen des »Müllstroms«. Die Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist technisch betrachtet nicht regelbar und damit volatil. Im Bezug auf einen Markt nennt man diese Eigenschaft dargebotsabhängig. Diese spezifischen Eigenschaften sind so gravierend, dass prinzipiell in Frage zu stellen ist, inwieweit Wind- und Solarstrom mit dem bestehenden System des Power-Only-Marktes überhaupt vereinbar sind.

* Dipl.-Kfm. Maximilian Faltthäuser ist Geschäftsführer der Faltthäuser Energie GmbH, München.

EEG-Planwirtschaft verdrängt den Markt

Ursprünglich dazu gedacht, erneuerbare Erzeugungstechniken an die Marktreife heranzuführen, gewährt der Staat über das EEG für bestimmte Techniken umfangreiche Preis- und Abnahmegarantien. Solange der Anteil erneuerbarer Erzeugungsarten noch gering war, blieb dies ohne Folgen für die Funktionsfähigkeit des Marktes. Inzwischen ist jedoch der Anteil der erneuerbaren Erzeugung an der Bruttostromerzeugung in Deutschland auf über 25% angestiegen. Vor allem der Einspeisevorrang führt zu einer rechtlichen Benachteiligung konventioneller Erzeugungsarten, die auf diese Weise zunehmend ihrer wirtschaftlichen Grundlage beraubt werden. Konventionelle Anlagen sind inzwischen zum Lückenfüller verkommen. Immer dann, wenn die Erneuerbaren den Strombedarf nicht decken können, müssen sie einspringen. Mangelnde Auslastung ist die Folge. Ein wirtschaftlicher Betrieb wird immer schwieriger. Insbesondere für Spitzenlasterzeugung finden sich unter diesen Voraussetzungen keine privatwirtschaftlichen Investoren mehr. EEG-Planwirtschaft untergräbt gegenwärtig die Funktionsfähigkeit des bestehenden Marktes. Dies ist bedenklich, da genau die konventionellen Anlagen aus dem Markt gedrängt werden, die bisher allein die Versorgungssicherheit gewährleisten haben.

Aktueller Gesetzgebungsprozess

Der akute Handlungsbedarf wurde von der Politik erkannt. Die Neuordnung des Strommarktdesigns in Deutschland ist Bestandteil der Zehn-Punkte-Energie-Agenda des Bundeswirtschaftsministeriums. Ein besonders ausführlicher öffentlicher Diskurs wurde im Oktober 2014 durch die Veröffentlichung eines Grünbuches eingeleitet. Im Juli 2015 wurde daraus das Weißbuch »Ein Strommarkt für die Energiewende«, das zu einem neuen gesetzlichen Rahmen bis August 2016 führen soll. Aus dem Grünbuch und den »Eckpunktepapier Strommarkt« lassen sich zwei grundsätzliche Ansätze ableiten: der sogenannte Strommarkt 2.0 und die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Bei ersterem baut man darauf, dass die Kräfte des Marktes den Strommarkt von alleine auch versorgungstechnisch funktionstüchtig machen, wenn man nur dem Markt und vor allem den Marktpreisen genügend »freien Lauf« lasse. Das Marktoptimum führt zur sicheren Vollversorgung. Glaubt man jedoch nicht daran, dass der Markt es allein richten wird, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, so muss man einen zusätzlichen Anreiz schaffen, um gesicherte Leistung vorrätig zu halten. Dies erreicht man mit dem sogenannten Kapazitätsmarkt, der konventionelle Kraftwerke dafür bezahlt, dass diese nach dem Feuerwehrsprinzip einsatzbereit gehalten werden, um bei Bedarf einzuspringen. Beide Ansätze werden im Grün- und Weißbuch ausführlich behandelt. Im Weißbuch findet sich schließlich die Vorfestlegung auf den Strommarkt

2.0. Gleichzeitig wird jedoch durch Netz- und Kapazitätsreserven genau dieser Strommarkt zusätzlich abgesichert. Die Politik wählt somit den gewohnten Weg des Kompromisses und setzt beides um. Ohne beiden Ansätzen ihre eigene innere Logik und Schlüssigkeit abzusprechen, so besitzen sie jedoch nur für den vorab definierten Betrachtungsrahmen Gültigkeit. Dieser erweist sich bei kritischer Betrachtung als zu eng und mit den real existierenden Rahmenbedingungen nicht vereinbar. Im Folgenden werden sechs Kritikfelder dargestellt:

Flexibilisierungsmöglichkeiten werden überschätzt

Der Strommarkt 2.0 verlangt, dass Preissignale direkt beim Endverbraucher ankommen. Nur dann kann ein hoher Preis den Verbrauch mindern und ein niedriger Preis den Verbrauch anregen. Voraussetzung hierfür ist, dass Endverbraucher ihren Stromverbrauch flexibel an das Angebot anpassen können. Gerade bei stromintensiven Industrien wie Eisenhütten, der Glasproduktion oder bei Prozessen der chemischen Industrie ist dies jedoch, wenn überhaupt, nur in sehr begrenztem Umfang möglich. Zudem würde die Strombeschaffung insgesamt deutlich komplizierter werden. Beispielhaft kann man sich hierfür einen Haushalt vorstellen. Beim Kochen mit einem Elektroherd müsste man permanent den Strompreis im Auge behalten, um nicht aus Versehen in eine Kostenfalle zu tappen.

Fehlen einer regionalen Komponente

Es fehlt eine Planungsgröße, die die regionale Nähe von Verbrauch und Erzeugung als Aspekt der Netzökonomie und als Aspekt der Versorgungssicherheit widerspiegelt. Erst seit der eigentumsrechtlichen Trennung von Netz, Erzeugung und Vertrieb kann es hier überhaupt zu einer volkswirtschaftlichen Fehlallokation kommen. Die alten Stromversorger mit ihrem integrierten Geschäftsmodell suchten aus ökonomischem Eigeninteresse auch das volkswirtschaftliche Optimum für ihr jeweiliges Versorgungsgebiet. Dies ist heute anders. Da für die Netzdurchleitung die Systemannahme einer »Kupferplatte« besteht, ist ein Kraftwerk in 1 000 km Entfernung nach geltenden Marktregeln fälschlicherweise genauso versorgungssicher wie eines in unmittelbarer Nähe des Verbrauchers. Auch spiegelt sich eine besonders lange Stromleitung in keiner Weise in den Gestehungskosten eines verbrauchsfernen Kraftwerkes wider. Kosten für Stromleitungen und höhere Leitungsverluste werden systemisch ausgeblendet.

Eine plausible Speicherintegration fehlt

In den meisten Marktsystemen übernimmt der Handel die klassische Funktion der Lagerung und Bevorratung. Da Stromspeicherung technisch aufwendig und kostenintensiv ist, tut dies der Stromhandel mit Strom nicht, sondern ver-

rechnet nur virtuelle Strommengen. Ein neues Strommarktdesign benötigt jedoch aus technischen Gründen als Gegenpol zu volatiler Wind- und Photovoltaikerzeugung dringend Speichermöglichkeiten. Dies spiegelt sich jedoch noch nicht im anvisiertem neuen Strommarktdesigns wider. Im heutigen System hat ein Speicher keine Sonderstellung und wird sogar regulatorisch benachteiligt. Systemanreize um kostenintensive Netzspitzen möglichst dezentral zu glätten und volatile Erzeugung zumindest teilweise zu einer Speicherung zu verpflichten, existieren noch nicht und sind offenbar auch nicht geplant. Eine EEG-Umlage auf Eigenverbrauch ist unter diesem Aspekt auf Verbraucherseite sogar kontraproduktiv.

Keine verursachungsgerechten Netzentgelte

Durch die eigentumsrechtliche Entflechtung von Netz und Erzeugung und dem Fehlen einer regionalen Komponente bei der Erzeugung, muss das Stromnetz immer öfters mit systemstabilisierenden Maßnahmen eingreifen. Die historische Bezugsgröße Arbeit (kWh) zur Umlagevergütung des Stromnetzes hat sich durch steigende dezentrale Eigenerzeugung überlebt und muss konsequent durch die verursachungsgerechtere Bezugsgröße der Leistung (kW) ersetzt werden. Technische Aspekte wie Frequenz- und Spannungshaltung müssen, zumindest für Kraftwerke, die die Versorgungssicherheit gewährleisten sollen, Berücksichtigung finden. Anderenfalls würden im großen Stil volkswirtschaftliche Fehlallokationen über das regulierte Stromnetz flächendeckend sozialisiert werden. Ein exzessiver Ausbau von Stromtrassen wäre ein Symptom dieser Fehlallokationen, denn Erzeugungsstandorte und Netzausbau interagieren technisch miteinander. Wenn ein Marktmodell den Anspruch erhebt, auch ein gesamtwirtschaftliches Optimum anzustreben, muss es diese Kausalität in irgendeiner Form abbilden.

Das Problem »Müllstrom« nicht zu Ende gedacht

Volatile Stromerzeugung erzeugt zwei Zustände im Stromsystem: Zu-wenig-Strom bei Dunkelflaute und Zu-viel-Strom, wobei Strom im Extremfall zu »Müllstrom« wird. Jede Form eines Kapazitätsmarktes »löst« den Problemzustand Zu-wenig-Strom und gewährleistet damit Versorgungssicherheit. Den Zustand Zu-viel-Strom allein mit Abregelung im großen Stil zu beantworten, bedeutet Energievernichtung im großen Stil. Ein Strommarktdesign muss somit auch eine befriedigende Antwort auf die Frage: »Wohin mit dem Müllstrom?« geben können. Es geht dabei um die sinnvolle Entsorgung von Müllstrom. Diesen Müllstrom mit den gleichen Abgaben und Steuern wie »normalen Strom« zu belasten, erscheint nicht sinnvoll. Gleiches gilt für die Vorstellung Müllstrom (auf dann noch weiter auszubauenden) Stromnetzen quer durchs Land zu schicken und nicht möglichst regional zu verwerten. Entsorgungsstellen wie Stromspeicher benö-

tigen zudem ebenfalls Planungssicherheit für ihre Investition. Eine langfristige Müllstromzuteilung wäre hier ein denkbarer Ansatz.

EEG-Planwirtschaft mit einem Markt unvereinbar

Als gewichtigster Kritikpunkt ist jedoch zu nennen, dass auf die marktverzerrenden Preis- und Abnahmegarantien des EEGs überhaupt nicht eingegangen wird. Hieran ändern auch marginale Neuregelungen wie die des §24 EEG nichts. Ein wachsender planwirtschaftlicher Fremdkörper ist unvereinbar mit dem Vorsatz, einen Markt mit fairem Wettbewerbsregeln implementieren zu wollen. EEG-Garantien und ein Strommarkt 2.0 schließen sich gegenseitig kategorisch aus. Wie man den geplanten weiteren Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung jedoch umsetzen will, ohne auf EEG-Garantien zurückzugreifen, bleibt die weiterhin offene und ungelöste Frage. Dies im Rahmen des bestehenden Power-Only-Marktes umsetzen zu wollen, verspricht auf jeden Fall keinen Erfolg.

Zusammenfassend kann festgehalten werden: Die Ansätze zum neuen Strommarktdesign versprechen keine glaubhafte langfristige Planungssicherheit für privatwirtschaftliche Investoren. Flexibilisierungsmöglichkeiten beim Stromverbrauch werden insbesondere bei der stromintensiven Industrie systematisch überschätzt. Ein Lösungsansatz, wie mit EEG-Garantien als planwirtschaftlichem Fremdkörper umzugehen ist, fehlt gänzlich. Die grundsätzliche Kompatibilität volatiler Wind- und Photovoltaik-Erzeugung zum bestehenden Power-Only-Market wird nicht in Frage gestellt. Eine regionale Komponente, die Erzeugung, Netz und Verbrauch gesamtwirtschaftlich in Einklang bringt, findet ebenfalls keine Berücksichtigung. Die Regulierung lässt einzig den Netzausbau als Lösungsweg zu, um den Herausforderungen der Energiewende zu begegnen. Das neue deutsche Strommarktdesign als ökonomische Ausgestaltung der Energiewende entwickelt sich zunehmend zu einem Standortnachteil für Deutschland. Eine Besserung ist nicht in Sicht, da von den Verantwortlichen in einzelnen Gesetzen und nicht im System gedacht wird.