



STEAG / Iqony* Position

zur

Öffentlichen Konsultation der EU-Kommission zur Überarbeitung des europäischen Strommarktdesigns im Januar und Februar 2023

„Der richtige Weg ist nun mal nicht immer der einfachste Weg.“

Pocahontas (1995)

Berlin, Februar 2023

Kontakt:

Dr. Hans Wolf von Koeller
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-20
Email: hanswolf.vonkoeller@steag.com
www.steag.com

Jonas Fritz
Senior Manager Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-15
Email: jonas.fritz@steag.com
www.iqony.energy

* Die Iqony GmbH ist eine 100% Tochtergesellschaft der STEAG GmbH.

I. Entscheidend ist, die Wechselwirkungen zu beachten!

1. Mit Blick auf Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Preise und den Ausbau der Erneuerbaren ist es nicht möglich, nur einzelne, eng fokussierte Maßnahmen zu ergreifen und gleichzeitig andere Entscheidungen aufzuschieben. Denn die Wechselwirkungen sind immens. Und die Komplexität des Stromsystems ist erheblich.
2. In der aktuellen Krisensituation ist die Knappheit des Angebots gesicherter Leistung (geringe Verfügbarkeit von Atomkraftwerken in Frankreich sowie Kohle- und Kernkraftausstieg in Deutschland) in Verbindung mit einer hohen Abhängigkeit von Gasimporten und den sich ergebenden hohen Preisen deutlich geworden.
3. Die ergriffenen Gegenmaßnahmen haben erhebliche Nebenwirkungen und einige werden den Markt und die Aussicht auf Investitionen anhaltend belasten. Aktuell besteht die Chance, die zahlreichen, während der Krise erfolgten politischen Eingriffe in den Markt zu evaluieren. Die Erkenntnisse hieraus sollten für die geplante Überarbeitung des Marktdesigns genutzt werden.
4. Eine Abhängigkeit von einem Energieträger führt in Zeit von Knappheit immer zu Preisspitzen und zu Risiken in der Versorgungssicherheit.

II. Kapazität von ihrem Wert her verstehen! - Anforderungen, Vermögen und Risiken verschiedener Kapazitätsmechanismen beachten!

1. Elektrische Kapazität kann von bestehenden oder neuen Anlagen dauerhaft oder vorübergehend bereitgestellt werden, auf unterschiedlicher technischer Basis, durch Speicher oder durch Freigabe von Leistung auf der Nachfrageseite.
2. Voraussetzung dafür ist, dass Kapazität und die Aufrechterhaltung von technischen, qualitativ relevanten Eigenschaften sowie der Einsatz der Kapazität einen Wert erhält.
3. Ein solchen Wert kann Kapazität erhalten, ...
 - a. ... in einem Strommarkt, der mittel- und langfristig liquide ist und in dem der intrinsische Wert von Kapazität gehoben werden kann;
 - b. ... wenn sie Preisspitzen über die Grenzkosten hinaus nutzen können, z.B. mit Gasturbinen-Anlagen oder Flexibilitätsmaßnahmen;
 - c. ... wenn direkte Zahlungen für Kapazität und Arbeit geleistet werden, z.B. über einen separaten (ggf. wettbewerblichen) Mechanismus;
 - d. ... wenn Kapazität bzw. Abschaltungspotenzial (analog AbLaV) direkt subventioniert wird, z.B. über Netzentgelte;
 - e. ... wenn an den Stromlieferanten konkrete Vorschriften zur kapazitiven Absicherung gemacht werden, oder
 - f. ... wenn die Einspeisung volatiler Erzeugung zugleich an die Anforderung einer (langfristigen) kapazitiven Absicherung gekoppelt wird.
4. Subventionen wirken spezifisch auf bestimmte Anlagengruppen. Andere Mechanismen könnten hingegen technologieübergreifend auf technische Eigenschaften (ggf. kann dafür eine Präqualifikation erforderlich sein) abstellen – sowohl auf der Erzeugungsseite inkl. Speichern als auch auf der Nachfrageseite.

5. Unabhängig davon, auf welche Art und Weise Kapazität zukünftig einen Wert erhält, (vgl. Pkte. 3 a.-f.), wird dies im Strommarkt komplexe Wechselwirkungen nach sich ziehen, solange einerseits der Energiemarkt weiter die Führungsgröße sein soll, aber andererseits weiter Eingriffe in die Erzeugungsstruktur vorgenommen werden, die unmittelbar die Lauf- bzw. Amortisationszeit von Anlagen betreffen.
6. Wichtig ist für die Zukunft: Kapazität darf nicht (noch weiter) entwertet werden. Risiken für eine Entwertung bestehen wesentlich in folgenden Elementen:
 - a. Eine Kombination von (i) nicht physikalischen Regeln des „Energy Only Markets“ (z.B. unvollständige Bilanzkreisregeln), (ii) kostenlos bereit gestellten Systemdienstleistungen von Anlagen/Verbrauchern und (iii) Fördermechanismen, die kaum auf eine bedarfs- bzw. zeitgerechte Versorgung orientiert sind.
 - b. Die langfristige Vermarktung wird durch regulatorische Unklarheit beeinträchtigt.
 - c. Die Laufzeit von Erzeugung (und ggf. auch in Leitungsinfrastruktur) wird politisch beeinflusst (Ausstiege aus Technologien) bzw. ins Risiko gestellt.
 - d. Zusätzliche Eingriffsrechte von Netzbetreibern bestehen (Verhinderung von Stilllegung, Aufbau von Reserven bei ÜNBs sowie Redispatch 2.0 etc.).
 - e. Zukünftig erwartete zusätzliche Anforderungen (H₂-Readiness, CO₂-Regularien) verteuern den Aufbau bzw. den Erhalt von Anlagen.
7. Sicher ist:
 - a. Es gibt keinen einfachen Weg zur Etablierung eines (neuen) Kapazitätsmechanismus. Dessen volkswirtschaftlichen Kosten hängen stark vom Umgang mit den Entwertungsrisiken ab. Je mehr Verunsicherung bleibt, desto teurer wird es.
 - b. Um den Aufbau von Kapazität zu gewährleisten, sind also auch Anpassungen bei Netzanschluss/-nutzung, Einspeisung und bilanziellen Regeln notwendig.
 - c. Angesichts des hohen Grades investiver Verunsicherung im Energiebereich sind wohl staatliche Garantien oder andere Absicherungsmechanismen erforderlich.
 - d. Regionale Versorgungsrisiken müssen mit berücksichtigt werden, es darf nicht von einem realitätsfernen Idealbild bei der Versorgung ausgegangen werden, bei dem sich Erzeuger und Verbraucher gleichmäßig in einem überall optimal ausgebauten Netz verteilen und immer berechenbar und systemdienlich agieren.

III. PPAs und CfDs – Ziel sollte sein Investitionssicherheit mit einer höheren energiewirtschaftlichen Ausrichtung erreichen!

1. PPAs (Power Purchase Agreements) können dazu beitragen, sowohl Verbraucher als auch Erzeuger-Projekte abzusichern – hinsichtlich kalkulierbarer Preise aber auch hinsichtlich der Sicherung von Abnahme bzw. – Versorgung. Ein PPA ist aber keine Garantie für niedrige Preise. Die Bedürfnisse von Kunden sind zudem unterschiedlich.
2. PPAs sind nur dann energiewirtschaftlich relevant, wenn sie eine Leistung in gewissem Umfang besichern und nicht bloß nach „Können und Vermögen“ elektrische Arbeit liefern, also nur der Abrechnung (z.B. der Bedienung der Nachfrage nach Grünstromanteilen) bzw. der Finanzierung von Projekten dienen.

3. Ein Fokus auf die Frage nach dem Preis der einzelnen Kilowattstunde ist entsprechend unzureichend. Die Kosten der Stromversorgung sind entscheidend, sowohl auf der Verbraucherseite als auch auf der Lieferanten- bzw. Erzeugerseite.
4. Versorgung wird dann günstig, wenn PPAs im Wettbewerb stehen und energiewirtschaftlich, langfristig in definiertem Umfang zur Absicherung genutzt werden.
5. Wenn PPAs nur bei neuen Anlagen (samt Herkunftsnachweisen Stichwort: „additionality“) angeregt werden, verringert sich ihre energiewirtschaftliche Bedeutung.
6. Vielmehr muss wieder der Wert für eine verlässliche Versorgung und die markteffiziente Vermittlung von Angebot und Nachfrage – also der gelingende Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch in den Fokus rücken.
7. CfDs (Contracts for Difference), die einen garantierten Preis für Anlagenbetreiber vorsehen, sichern EE-Investitionen gegen Marktrisiken ab. Sie führen auch dazu, dass die Anlagen (weitgehend) unabhängig von Markt und Nachfrage betrieben werden.
8. Daher wäre es wesentlich – falls CfDs ungeachtet der erheblichen Nachteile weiterverfolgt werden sollten – über Stundenbegrenzungen, Ausschreibungen der Netzanschlusskapazität und ggf. über Cap-Floor-Modelle regulatorisch ein energie- und volkswirtschaftlich effizienteres Verhalten der Anlagenbetreiber anzuregen.
9. Technisch lassen sich über CfDs „Mehrerlöse“ von Investoren abschöpfen. Jedoch kann der Strom stets zu höheren Preisen weitervermarktet werden. Daher werden CfDs allein die Strompreise nicht senken. Eine der Weitervermarktung entgegenwirkende, theoretische Segmentierung des Strommarktes hätte kaum kalkulierbare Folgen u.a. für die Versorgungssicherheit und entsprechend die Preise.

IV. Forward Markets / Markttransparenz – Regulierungsstabilität entscheidend!

1. Es braucht keine zusätzlichen virtuellen Hubs oder ähnliche Instrumente, die eine kaum überschaubare Lawine neuer Regulationsnotwendigkeiten auslösen, sondern es braucht regulatorische Stabilität, eine klare Ausrichtung auf die Sicherung von Strompreisgebotszonen und weniger Eingriffe und Detailregulierung.
2. Die Zurückhaltung bei der Übernahme von langfristigen Positionen hat auch mit Liquidität in den Unternehmen zu tun. Die hohen Schwankungen sind cash-intensiv.
3. Ein liquider Börsenhandel ist ein Indikator für Markta(ttra)ktivität: Nachfrage wird zwar jederzeit gedeckt, aber die Bereitschaft, sich langfristig einzudecken, ist gering.
4. Markttransparenz ist ausreichend vorhanden. In unruhigen Zeiten sind aber die Erwartungen von Marktteilnehmern unterschiedlich und schwankend. Intransparenz besteht für Marktteilnehmer aber in Bezug auf Maßnahmen staatlicher Institutionen.

V. Keine dauerhaften Eingriffe in Erlöse von „inframarginaler“ Erzeugung!

1. Die Erlösabschöpfung ist in einer Krise nachvollziehbar – erfordert aber eine eingefrorene Vermarktung; sie wirkt immer diskriminierend („fiktive Vermarktung“) und verunsichert in Bezug auf zukünftige Investitionen.
2. Solange es einen Markt gibt und Strom weitervermarktet werden darf, ist es so nicht möglich, Preise zu senken oder „Übergewinne“ z.B. von Händlern zu vermeiden. Es kann nur vermieden werden, dass der rechtliche Eigentümer bzw. Investor einer Anlage diese erzielt.
3. Die vorgenommenen Eingriffe belasten Finanzierungen von Projekten und die investive Sicherheit schon jetzt dauerhaft. Niemand würde zukünftig auf „Preisstabilität“ bei Eingriffen vertrauen, sondern zusätzliche Risiken einpreisen – und Preise so steigern.

VI. Förderung von Erneuerbaren energiewirtschaftlich ausrichten!

1. Erneuerbare müssen effizienter gefördert werden, vor allem mit Blick auf ihren Beitrag zu Versorgungssicherheit. Viele Wege dafür sind möglich, vor allem ist aber eine klare bedarfsgerechte Ausrichtung erforderlich, in zeitlicher und regionaler Hinsicht.
2. Die Netzbetreiber dürfen nicht weiter zur Auffanglösung für Versorgungslücken entwickelt werden, wenn die Chancen der Digitalisierung im Wettbewerb entwickelt und genutzt werden sollen.
3. Entscheidend ist auch bei der Förderung von Erneuerbaren, diese europäisch auszurichten und Wechselwirkungen einzukalkulieren und intensiv zu beachten!