

Stellungnahme der IG Windkraft

Konsultationspapier zur Umgestaltung des Energiemarktes (COM(2015)340 final)

Die IG Windkraft unterstützt die Bestrebungen der Europäischen Kommission, einen politischen Prozess anzustoßen, der zu einer verbesserten Situation für erneuerbare Energien und zu einer Markttransformation weg vom zentralistischen, von Großkraftwerken dominierten Strommarkt führt. Die stärkere Flexibilisierung des Strommarktes und die dezidierte Ablehnung von Kapazitätsmärkten sind Grundvoraussetzungen eines neuen Marktes. Die Weiterentwicklung der Verteilnetze zu aktiven Partnern der Energiewende und die Wandlung der Rolle von Verteilnetzbetreibern zu Marktmittlern ist ein sinnvolles Ziel, um den neuen Energiemarkt zu dynamisieren.

Die verstärkte Kooperation der Nationalstaaten was Strommärkte, Kapazitäten aber auch Regelenenergiemärkte betrifft, wird ausdrücklich unterstützt. Die IG Windkraft erachtet den Abbau von Grenzen im Energiemarkt, sowohl was den Handel als auch Netzkapazitäten und regulatorische Hürden betrifft, als sinnvoll, um einen gemeinsamen europäischen Strommarkt zu erreichen, auf dem erneuerbare Energien fossile und nukleare Kapazitäten vollständig ersetzen und die Vollversorgung der Union übernehmen können.

Kritisch muss jedoch angemerkt werden, dass die Kommission mit dem vorliegenden Papier zwar eine äußerst sinnvolle politische Vision eines gemeinsamen europäischen Energiebinnenmarktes aufzeigt, jedoch unklar ist, welche Maßnahmen mit welcher Priorität vorangetrieben werden sollen. Insbesondere mit Hinblick auf die kürzlich adaptierten Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen ist zu befürchten, dass einzelne Maßnahmen die erneuerbaren Energien dem derzeitigen Marktdesign ungeschützt aussetzen, bevor die Markttransformation weit genug fortgeschritten ist. Es ist herauszustreichen, dass die Kommission im vorliegenden Konsultationspapier selbst schreibt, „dass der jetzige Aufbau der Märkte auf eine Zeit zurückgeht, in der große, zentrale Kraftwerke, die im Wesentlichen durch fossile Brennstoffe angetrieben wurden, vor allem die Aufgabe hatten, jeden Haushalt und jedes Unternehmen in einem begrenzten Gebiet – normalerweise ein Mitgliedstaat – mit so viel Strom wie gewünscht zu versorgen (...)“. Dementsprechend ist es offensichtlich, dass ein solcher Markt Risiken für erneuerbare Energien in sich birgt. Vor dem Hintergrund, dass wir die jährliche Zuwachsrate bei erneuerbaren Energien von 1 % pro Jahr in der Periode 2000-2015 noch einmal auf 1,5 % pro Jahr (2015-2030) deutlich steigern müssen, bedeutet das, dass unnötige Risiken den notwendigen Zuwachs massiv beeinträchtigen.

Aktuell ist es für erneuerbare Energien zwar möglich auf Marktsignale zu reagieren, aber das Zusammenspiel von flexibler Nachfrage, Speichertechnologien, flexiblen Kraftwerken, Regelenergie und grenzüberschreitenden Kooperationen funktioniert im noch immer von Überkapazitäten und trägen Großkraftwerken geprägten Markt nicht. Unter diesen Umständen ist es essentiell, dass Hürden für erneuerbare Energien abgebaut werden, die erforderlichen Bedingungen wie mehr Flexibilität, transnational durchgesetzter Einspeisevorrang erneuerbarer Energien und Beendigung fossil/nuklearer Subventionen erfüllt werden. Darüber hinaus ist ein Instrument, der ETS-Markt, aktuell nicht funktionsfähig und stört ebenfalls das genannte Zusammenspiel der Marktelemente. Erst wenn ein „level playing field“ erneuerbarer Energien und „alter“ Technologien erreicht ist, können erneuerbare Energien vollständig dem „Markt“ ausgesetzt werden und die ihnen zustehende Verantwortung vollends übernehmen.

Zuerst müssen allerdings die Voraussetzungen für grenzüberschreitende Kooperationen geschaffen werden. Die nationalen Märkte sind äußerst heterogen, Standards für Datenaustausch und Kommunikation aber auch vergleichbare rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen existieren nicht. Insofern ist es also kritisch Erneuerbare sukzessive einem höheren Marktrisiko auszusetzen und gleichzeitig ihre Vorteile, die erst bei entsprechender Marktgestaltung zum Tragen kommen, nicht schlagend werden zu lassen. In diesem Fall können die Projektentwicklung und allen voran die Finanzierung sowie die Akzeptanz der Energiewende nicht nachhaltig gesichert werden.

Fragen zur Konsultation

1) Wären Preise, die die tatsächliche Knappheit des Angebots widerspiegeln (im Hinblick auf Zeit und Ort), ein wichtiger Bestandteil der künftigen Marktgestaltung? Gilt dies auch für Preise, die die Knappheit der verfügbaren Übertragungskapazität widerspiegeln?

Ja. Der Energy-Only-Markt ist funktionsfähig. Derzeit wird er wie im Konsultationspapier von der Kommission selbst angesprochen durch das noch immer fossil und zentral geprägte Energiesystem und durch einen mangelnden CO₂-Preis verzerrt. Die wahren Kosten für Netzanschlüsse, Verschmutzung, Entsorgung etc. werden bisher bei fossilen und nuklearen Energien nicht ausreichend berücksichtigt. Dementsprechend kommt das notwendige Preissignal für die richtigen Kapazitäten in keiner Weise am „Markt“ an. Gleichzeitig bestehen immer noch Überkapazitäten im europäischen Stromsystem. Knappheitspreise aber auch Preise, die Überkapazitäten anzeigen, sind notwendig um die richtigen Impulse zu setzen. Problematisch ist, dass Überkapazitäten fossiler und nuklearer Natur mit mangelnder Flexibilität Einschränkungen für erneuerbare Energien verursachen während weiterhin ein Überangebot an Kohle- und Atomkraft vorhanden ist. In Summe sehen wir, dass das notwendige Preissignal für einen „Energy-Only“ Markt massiv verzerrt ist und verhindert, dass ein erneuerbarer Strommarkt Fuß fassen kann.

Ähnliches gilt auch für Netzengpässe. Aktuell gibt es nicht nur an den Grenzkuppelstellen sondern auch innerhalb von Ländern Netzengpässe. In Situationen von Netzengpässen ist die tatsächlich am Netz befindliche Erzeugungssituation auch grenzüberschreitend im Sinn eines gesamteuropäischen Marktes zu evaluieren. Knappheitssignale müssen im Sinne der europäischen Ziele und eines erneuerbaren Strommarktes vor allem fossile Restkapazitäten und deren Trägheiten berücksichtigen. Ziel muss sein, diese Kapazitäten ehestmöglich zur Realisierung eines „erneuerbaren Preissignales“ aus diesem Markt zu nehmen. Wenn Netzengpässe verstärkt diese Knappheiten widerspiegeln, ist es also notwendig diese unpassenden Kapazitäten nachrangig zu behandeln um deren Phase-out aktiv zu gestalten und sie nicht künstlich marktverzerrend im System zu halten.

2) Welche Schwierigkeiten und Chancen könnten Preise, die die tatsächliche Knappheit des Angebots widerspiegeln, mit sich bringen? Wie ist diesen Schwierigkeiten zu begegnen? Könnten solche Preise Kapazitätsmechanismen überflüssig machen?

Die Idee von Knappheitspreisen macht einen Kapazitätsmarkt überflüssig. Die Auswirkungen von klaren und unverzerrten Knappheitspreisen werden langfristig planbare Investitionen ermöglichen. Unabdingbar notwendig ist dabei eine massive Reform des ETS-Marktes sowie ein forciertes Vorantreiben der grenzüberschreitenden Kooperationen hinsichtlich Regelenergie und Netzkapazitäten.

Klar ist, dass die Maßnahmen der Europäischen Union die stärkere Flexibilisierung anstreben sollten. Bereits heute liegen die technischen Lösungen vor, um flexible Lösungen umzusetzen. Konkrete Maßnahmen sind etwa die Stärkung der Intradaymärkte im Stromhandel und am Regelenergiesektor.

3) Die Angleichung der fragmentierten Ausgleichsmärkte geht nach wie vor nur langsam voran. Sollte die EU versuchen, diesen Prozess zu beschleunigen, erforderlichenfalls durch rechtliche Schritte?

Diese Prozesse sollten auf jeden Fall vorangetrieben werden. Nicht nur durch rechtliche Maßnahmen sondern auch durch die Erstellung von transparenten Berichten zum aktuellen Status grenzüberschreitender Kooperationsprozesse und konkreten Nennung von Hemmnissen bzw. Maßnahmen zum Abbau eben dieser.

Die Angleichung der Regelenergiemärkte sollte sich dabei nach den best practices richten und nicht eine Nivellierung nach unten zur Folge haben. Für die Gestaltung von gemeinsamen Regelenergiemärkten ist darauf zu achten, dass die Prozesse möglichst transparent und offen gestaltet werden, um auch für eine möglichst breite Partizipation und einen möglichst großen Markt zu sorgen. Insbesondere ist dabei darauf zu achten, dass Teilnehmer und Modelle abseits der klassischen Erzeugerstruktur integriert werden. Dazu gehören neben Windkraft und Photovoltaik auch virtuelle Kraftwerke aber auch andere Aggregatoren. Das Ziel muss sein, dass die Regelenergiemärkte vollständig über erneuerbare Energien bedient werden.

4) Wie kann die bereits vereinbarte EU-weite Plattform für den Intraday-Handel reibungslos in die Tat umgesetzt werden?

-

5) Sind langfristige Verträge zwischen Erzeugern und Endkunden nötig, um Investitionssicherheit für neue Erzeugungskapazitäten zu schaffen? Welche Hindernisse stehen solchen langfristigen Absicherungsinstrumenten möglicherweise noch im Weg? Kommt dem öffentlichen Sektor eine Rolle bei der Einrichtung von Märkten für langfristige Verträge zu?

6) Inwieweit sorgen Ihrer Meinung nach die unterschiedlichen Steuern und Abgaben auf Strom in verschiedenen Mitgliedstaaten für Verzerrungen im Hinblick auf eine effiziente Investitionstätigkeit oder behindern den freien Energiefluss?

Die Kostenstruktur in der Energieerzeugung, vom Anlagenkauf über die Stromerzeugung bis hin zur Deinstallation von Erzeugungsanlagen entlang des Produktlebenszyklus' sind in der Europäischen Union sehr heterogen und nicht nur in den Mitgliedsländern sondern auch auf Ebene der Nationalstaaten höchst unterschiedlich.

Insbesondere bei der Energieerzeugung wären jedoch einheitliche Strukturen sinnvoll, um ein level playing field der Erzeugungstechnologien zu erhalten aber auch um die Märkte miteinander zu koppeln.

Da ein größerer Teil der Abgaben im Stromsystem auf Steuern und Abgaben aufbaut, wäre es sinnvoll diese Steuern zu bereinigen, um eine möglichst einfache Vergleichbarkeit für alle Stakeholder herzustellen. Insbesondere da diese Steuern oft dämpfend auf Marktsignale wirken bzw. die Reaktion auf Marktsignale durch die Erzeugung behindern. Darunter fällt auch die Kostenverteilung von Netzkosten, die in den meisten EU-Staaten nicht über die Erzeuger abgewickelt werden und so als Kostenkomponente in einigen EU-Staaten, etwa Österreich, auf die Erzeugung aufgeschlagen werden und so keinen gleichberechtigten Marktzugang gewährleisten. In der Folge ist also auch die fossile und nukleare Produktion ausländischer Kraftwerke gegenüber den österreichischen Erneuerbaren im Vorteil.

Auch für die Konsumenten ergeben sich sehr heterogene Voraussetzungen in unterschiedlichen Mitgliedsstaaten aber auch durch die Nutzung unterschiedlicher Versorger mit unterschiedlicher Vertragsgestaltung hinsichtlich der Kostenkommunikation. Ein einheitlicher Zugang aber auch eine Umgestaltung der Kostenaufbringung bei den Konsumenten würde hier den Konsumenten Gelegenheit geben, auch auf Marktsignale reagieren zu können. Nur so können einerseits die Vorteile der Energiewende durch niedrigere Marktpreise aber auch die Flexibilisierungsoptionen weitergegeben werden. Insgesamt kann so auch eine höhere Akzeptanz und Technologieentwicklungsrates erreicht werden.

7) Was muss unternommen werden, damit Investitionen in erneuerbare Energie zunehmend marktbestimmt sein können?

- a) Externe Kosten der Stromerzeugung müssen internalisiert werden
CO₂-Preise sind adäquate Mittel, um die durch fossile Verbrennung anfallenden Kosten zu internalisieren und bei der Erzeugung Kostenwahrheit herzustellen. Grundsätzlich sollte ein analoges Instrument zur Kostenabdeckung der externen Kosten von Nuklearenergie ebenso eingeführt werden, um auch hier Kostenwahrheit, insbesondere im Grundlastbereich, herzustellen. Vor allem der Energiebereich kann hier durch die aktuelle Umstellung einen Beitrag leisten, um etwa auch die Auswirkungen auf effiziente Industrieanlagen abzufedern. Sofern das ETS nicht die erwünschten Resultate liefert bzw. nicht genügend auf die spezifischen Anforderungen des Energiemarktes einwirkt, sollte die Union Maßnahmen wie den Carbon Floor Price oder für Marktgebiete spezifische Internalisierungsmaßnahmen evaluieren, best practices ableiten aber auch gezielt unterstützen. Eventuelle Einflüsse auf die Marktpreise von Emissionszertifikaten sind ebenso zu evaluieren, Überschüssige Zertifikate aus solchen Maßnahmen könnten beispielsweise dem nationalen Budget angerechnet werden, verfallen oder mit Abschlägen weitergenutzt werden.
- b) Der Energy-Only-Markt darf nicht durch Kapazitätsmaßnahmen von Einzelstaaten verzerrt werden, sondern Kapazitätsengpässe müssen durch intensivere Kooperation der Nationalstaaten gelöst werden. Darüberhinaus

muss angestrebt werden, dass Marktpreise planbare Preissignale zur Investition geben. Kapazitätsmaßnahmen und deren Substitution durch grenzüberschreitende Kooperationen sind insbesondere bei der Abschätzung der Zuverlässigkeit und der Verfahren zur Feststellung der Angemessenheit der Systeme zu berücksichtigen. Eventuelle Kapazitätsmaßnahmen sind insbesondere nur dann zu rechtfertigen, wenn ihre Wirkung und ihr Einsatz detailliert begründet und zeitlich begrenzt nur zur Netzstabilisierung dient und keine marktunüblichen Renditen erzielt werden können (lediglich der Betrieb muss aufrechterhalten werden). Auch bei diesen Definitionen muss der Vorrang erneuerbarer Energien vor der Kontrahierung fossiler oder nuklearer Kapazitäten gelten.

- c) Der Marktpreis darf nicht durch Must-run-Kapazitäten gestört werden. Die Wärmeversorgung durch fossile Kraftwerke muss limitiert werden und kann keine dauerhafte Begründung für die Schaffung eines Must-run-Sockels sein. Analog dazu sind auch Netzdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung zu sehen.
- d) Die erforderlichen Übertragungskapazitäten aber auch Ausgleichsmärkte müssen sichergestellt werden. Andernfalls verzerren Netzengpässe die Bildung eines vergleichbaren Preises, der für die Sicherstellung eines planbaren Marktes notwendig ist. Dazu sind limitierende Engpässe, was Netzkapazitäten aber auch Marktkopplungen betrifft, auszuweisen und detailliert mit Lösungswegen transparent zu beschreiben.
- e) Speichertechnologien im weitesten Sinn (also auch P2G, Schwungräder u.ä.) sollten planbar zu entwickeln sein. Da die Elektrifizierung unterschiedlicher Lebensbereiche (Transport, Wärme usw.) absehbar steigen wird, sind auch für diese Anwendungen große Mengen an elektrischer Energie notwendig. Darüberhinaus wird durch Power-to-Gas beispielsweise auch Wasserstoff in größeren Mengen zur Verfügung gestellt. Diese Technologien wirken sich stabilisierend auf den EOM aus, benötigen aber rechtzeitig klare politische Signale um die notwendige Infrastruktur aufzubauen.

8) Welche Hindernisse stehen der vollen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in den Markt (einschließlich Ausgleichs- und Intraday-Märkten sowie Einsatz nach Merit-Order-Rangfolge) möglicherweise entgegen?

- a) der derzeitige Strommarkt orientiert sich an zentralen Großkraftwerken – er muss sich jedoch an dezentralen Kraftwerken und Prosumern orientieren
- b) durch die mangelnde Kostenwahrheit bei der fossilen und nuklearen Erzeugung bilden sich keine realen Preise an der Börse
- c) Must-run-Kapazitäten und technologieimmanente Trägheiten fossiler und nuklearer Kraftwerke behindern die Bildung von Base- und Peakloadpreisen bzw. analogen Preiseffekten durch erneuerbare Energien.
- d) Ausgleichsenergiemärkte sind derzeit sehr langfristig. Hier bedarf es deutlicher Anstrengungen zur Verkürzung der Angebotszeiträume und Flexibilisierung der Teilnahmemöglichkeiten (etwa über Aggregatoren oder über Bilanzgruppen hinweg)
- e) Die Harmonisierung der Marktbedingungen in Europa muss ebenso umgesetzt werden. Kraftwerksbetreiber müssen zumindest regulatorisch ähnliche Zugangsmöglichkeiten zu den Marktgebieten haben.
- f) Die Marktliberalisierung muss durch die Trennung von Netzbetreibern und Energieversorgern vorangetrieben werden. Netzbetreiber müssen frei von Konzerninteressen Enabler der Energiewende werden.
- g) Am Vorrang erneuerbarer Energien ist festzuhalten, bis die Marktkopplung weit genug fortgeschritten ist, um die Auswirkungen nationaler fossiler und nuklearer Kraftwerkskapazitäten auf den Gesamtmarkt einschätzen zu können. Dazu ist neben der vollständigen Marktkopplung auch die Must-run-Kapazität auf das absolute Minimum zu reduzieren, fossile und nukleare Bevorzugung bei Erzeugung und Kostenwahrheit zu beenden und die netztechnische Kopplung unterschiedlicher Strommärkte bzw. Länder auszubauen.

9) Sollten die Mitgliedstaaten ihre Förderregelungen für erneuerbare Energie besser koordinieren? Was sind die größten Hindernisse für regionale Förderregelungen und wie könnten diese Hindernisse beseitigt werden (z. B. durch Rechtsvorschriften)?

Die Vereinheitlichung der Förderregelungen ist zweifellos ein Projekt für den gemeinsamen Energiemarkt. Jedoch macht es keinen Sinn, die Förderung erneuerbarer Energien europaweit zu vereinheitlichen, während eine Unzahl an nationalen Regelungen, Steuern und Abgaben hier vollständig unterschiedliche Voraussetzungen schaffen. Hinzu kommt, dass weder die Marktbedingungen noch die technischen Voraussetzungen in allen Nationalstaaten vergleichbar, geschweige denn gleichwertig sind, um hier einen transparenten und gleichwertigen Marktzugang zu schaffen. Eine einheitliche europäische Förderung würde somit zu erheblichen Verwerfungen am Sektor der erneuerbaren Energien führen und die Versorgungssicherheit sowie die noch junge Industrie nachhaltig schwächen.

Erste Schritte in diese Richtung setzen voraus, dass wie vorhergehend erwähnt sämtliche Be- und Einschränkungen für erneuerbare Energien aber auch die Heterogenität der Märkte und strukturelle Probleme behoben werden.

Die umfassenden Eingriffe in die nationale Energiepolitik über die von der Kommission eingesetzten Rahmenbedingungen für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen sind Beispiele dafür, dass die Kommission aktuell dazu tendiert, Erneuerbare einem Marktumfeld auszusetzen, das dafür noch nicht vorbereitet ist.

10) Wo sehen Sie vor allem Handlungsbedarf, um der Nachfrageelastizität einen Schub zu geben (z. B. fehlende Flexibilität der Preise, (regulierungsbedingte) Hindernisse für Aggregatoren/Endkunden, fehlender Zugang zu Technologien des intelligenten Wohnens sowie fehlende Verpflichtung, den Endkunden durch Nachfrageelastizitätsmechanismen die Beteiligung am Ausgleichsmarkt zu ermöglichen)?

Obwohl die notwendigen Technologien zur Kommunikation und Flexibilisierung bereits vorliegen, gibt es derzeit noch keine nachhaltigen Modelle zur Flexibilisierung der Nachfrageelastizität. Durch die sinkende Bandlastproduktion und steigende Erzeugung aus Wind und Sonne werden sich wieder Base- und Peakloadzeiten herausbilden, die bei entsprechendem Umfeld deutliche Preissignale geben. Dabei ist es notwendig, dass regulatorische Hürden für Aggregatoren behoben werden (bilanzgruppenübergreifende Kooperationen, Direktversorgung von Abnehmern,...). Darüber hinaus müssen die Verteilnetze ebenso flexibilisiert werden und sowohl ein breiteres Spektrum an Anbietern zulassen als auch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen ermöglichen um das volle Potential von Aggregatoren und dezentralen Anbietern zu nutzen. Diese bieten ebenso Erlösmöglichkeiten und somit eine Verstärkung für die (Markt)Preissignale.

11) Obwohl die Strommärkte in der EU miteinander gekoppelt und mit Nachbarländern verbunden sind, bleibt der Netzbetrieb immer noch nationalen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) überlassen. Regionale Initiativen zur Sicherheitskooperation wie Coreso oder die TSC nehmen heute lediglich eine beratende Funktion ein. Sollten diese regionalen Initiativen schrittweise gestärkt werden, und sollten sie auch, wenn nötig, mit Entscheidungsbefugnissen ausgestattet werden? Stellt die derzeit geltende nationale Verantwortlichkeit für die Netzsicherheit ein Hindernis für die grenzüberschreitende Zusammenarbeit dar? Würde eine regionale Verantwortung für die Systemsicherheit der Realität des integrierten Markts besser gerecht?

Die Stärkung der supranationalen Übertragungsnetzkooperation muss jedenfalls ausgebaut werden. Auch die überregionale Verantwortung für die Systemsicherheit wäre mittelfristig ein Fortschritt. Für diese Zusammenarbeit aber auch zur Vereinheitlichung der Marktbedingungen ist unter der Prämisse des Systemumbaus aber auch der gemeinsamen Verbesserung zu arbeiten. Das heißt, dass die regionalen Kooperationen im Fall einer engeren Kooperation fortgeschrittene Ansätze hinsichtlich der Anpassung an die Energiewende nicht nach unten nivellieren dürfen (verkürzte Regelenergiemärkte, Intraday gate closure,...).

12) Die fragmentierte Regulierungsaufsicht auf nationaler Ebene scheint für harmonisierte Bestandteile des Stromnetzes (z. B. die Marktkopplung) ineffizient zu sein. Sehen Sie Vorteile darin, die Rolle der ACER zu stärken?

Die Stärkung von ACER kann Sinn machen sofern ACER rein regulatorisch und nicht energiepolitisch tätig wird. Darüber hinaus ist zu beachten, dass ACER eine eigenständige Einrichtung sein sollte und kein Dachverband der Regulatoren der sich auch wesentlich aus diesen zusammensetzt. Das Ziel so eines Verbandes muss der gesamteuropäische Marktumbau sein. Die Organisation muss unabhängig und transparent sein, die jetzige Struktur von ACER ist dafür nicht geeignet.

Gleichzeitig müssen die Partizipationsmöglichkeiten aber auch die Transparenz erweitert werden. Vor allem die Akteure der europäischen Energieunion müssen in die Gremien und die Arbeit von ACER eingebunden werden. Über die nationalen Regulatoren ist die Arbeit von ACER in beide Richtungen transparent und partizipativ zu gestalten. Die Durchsetzungsbefugnis von ACER auf europäischer Ebene muss sich an der nationalen Ebene orientieren, wo die nationalen Regulatoren weitgehende Befugnisse gegenüber anderen Marktteilnehmern, insbesondere Netzbetreibern, haben. Im konkreten Fall sollte etwa ENTSO-E nicht auf der selben Ebene wie ACER angesiedelt sein sondern ACER sollte den Zusammenschluss der Übertragungsnetzbetreiber ähnlich der nationalen Ebene regulierend im Sinne der Systemtransformation überwachen. Wird ENTSO-E aufgewertet, ist das

Zusammenspiel von ENTSO-E und ACER abzustimmen – allerdings ist das Management der Übertragungsnetze bzw. Stromnetze in jedem Fall transparent zu evaluieren.

Vor allem in Bezug auf die Durchsetzung des gemeinsamen europäischen Strommarktes sollte ACER zur Förderung der Transparenz gestärkt werden. Das betrifft sowohl den europäischen Stromhandel und etwa die Stromkennzeichnung als auch die Durchsetzung der einzelnen Richtlinien, insbesondere des Vorranges erneuerbarer Energien auf supranationaler Ebene wo derzeit noch massive Einschränkungen für erneuerbare Energien verursacht werden. Ebenso müssten Engpässe und Einschränkungen auf nationaler und in der Folge auf Ebene der regionalen Kooperationen verstärkt beobachtet werden und Verbesserungsvorschläge erarbeitet und umgesetzt werden. ACER sollte hier regulierend und lenkend eingreifen können sofern nationale Alleingänge der Herstellung des „level playing field“ zwischen Fossilen und Erneuerbaren widersprechen.

13) Sehen Sie Vorteile darin, die Rolle der ENTSO zu stärken? Wie könnte dies am besten erreicht werden? Welche Form der Regulierungsaufsicht ist dafür nötig?

ENTSO-E sollte als Verband nicht den kleinsten gemeinsamen Nenner der Mitgliedsorganisationen repräsentieren sondern die Energiesystemtransformation gezielt vorantreiben. ENTSO-E sollte dabei nicht mit Personal der Mitgliedsorganisationen ausgestattet sein sondern als eigenständige Organisation in Abstimmung mit ACER den Umbau gestalten. Die Partizipationsmöglichkeiten sind dabei so zu gestalten, dass in transparenten Prozessen die Beteiligung der Marktteilnehmer gegeben ist. Letztendlich ist vor allem darauf zu achten, dass ENTSO-E im Sinne einer gesamteuropäischen Transformation nicht die Interessen der Mitgliedsorganisationen vertritt sondern als eigenständige Entität den Europäischen Strommarkt ermöglicht. Insbesondere aufgrund der kommerziellen Interessen vieler Mitglieder ist diese Rolle bzw. dieser Aspekt besonders hervorzuheben.

14) Wie sollten die künftige Rolle der Verteilernetzbetreiber und die Regelungen für ihr Handeln aussehen? Wie sollte der Zugang zu den Messdaten in Anbetracht der Entwicklungen des Marktes und der Technologie angepasst werden (Umgang mit den Daten, Datenschutz usw.)? Sind zusätzliche Bestimmungen zum Umgang mit den Messdaten und zum Zugang zu ihnen durch die betreffenden Parteien (Endkunden, Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Versorger, als Dienstleister auftretende Dritte sowie Regulierungsgremien) notwendig?

Das natürliche Monopol der Verteilernetzbetreiber erfordert, dass deren Rolle im Sinne der Systemtransformation nicht unterschätzt werden darf. Die meist intensive Einbettung in die kommerziellen Interessen der Eigentümerunternehmen können der Rolle als market facilitator entgegenstehen. Derzeit werden Systemdienstleistungen entgeltlich oder unentgeltlich von fossilen oder nuklearen Kraftwerken erfüllt. Durch den Systemwandel werden diese Dienstleistungen immer mehr von erneuerbaren Energien übernommen. Gleichzeitig sind Investitionen in das Verteilnetz notwendig um den Netzbetrieb zu ermöglichen. Die Verteilnetze sollten dahingehend geöffnet werden, als Netzdienstleistungen auch von anderen Anbietern als von Kraftwerken oder auch vom Netzbetreiber selbst erfüllt werden können. So können erneuerbare Energien aber auch Aggregatoren Erlöspotentiale generieren, die Förderungen oder Maßnahmen zur Flexibilisierung günstiger machen.

Die von der Kommission angesprochenen Schritte hinsichtlich der Verteilernetzbetreiber sind weitgehend zu unterstützen.

15) Sollen Verteilungstarife auf europäischer Ebene gestaltet werden? Falls ja, welche Aspekte sollten berücksichtigt werden (z. B. Tarifstruktur und/oder Tarifkomponenten – fester Tarif, Kapazität gegenüber Energie, zeit- oder standortbezogene Unterscheidung – und Behandlung der Eigenerzeugung)?

Ausgehend vom heutigen Status ist die heterogene Kostengestaltung bei den Netztarifen in unterschiedlichen Ländern nicht nur ein preisverzerrendes Element am Markt sondern auch ein Hindernis für die gemeinsame Gestaltung der Strommärkte.

Netztarife müssen als eine der ersten Maßnahmen in ganz Europa, zumindest aber in gekoppelten Marktgebieten harmonisiert werden. Da diese Komponente auf jeden Fall über den Preis beim Endkundenpreis angerechnet wird, ist diese Komponente auch hier anzusetzen. Teile der Tarifierung können zur Flexibilisierung genutzt werden indem Flexibilität über Boni oder niedrigere Netztarife gefördert wird.

16) Strombörsen sind ein fester Bestandteil gekoppelter Märkte. Sollten Regeln zur Steuerung der Strombörsen in Betracht gezogen werden?

Die Strombörsen müssen auf jeden Fall einer intensiveren Kontrolle unterzogen werden. Da etwa die dominierenden Strombörsen EEX und EPEX Spot im Besitz transnationaler Unternehmen sind, wäre hier eine europäische Aufsicht auch im Sinne einer langfristigen Markttransparenz sinnvoll. Das trifft die Gestaltung aller Strombörsen und deren Produkt- und Marktgestaltung, die durch die Besitzstrukturen der Börsen nicht eindeutig als transparent zu bezeichnen sind.

17) Ist eine harmonisierte Methodik zur Bewertung der Angemessenheit des Stromversorgungssystems notwendig?

Die Schaffung von gemeinsamen Standards zur Bewertung der Angemessenheit der Stromversorgung zur Gestaltung eines gemeinsamen Strommarktes ist unerlässlich. Die Harmonisierung der Bedingungen, unter welchen Mitgliedsstaaten Kapazitätsengpässe definieren können, ist notwendig um Nationalstaaten die Möglichkeit zu geben, die Energiemärkte transparenter und planbarer zu machen. Die Angemessenheit von Kapazitätsmaßnahmen muss dabei explizit auf Potentiale zur Kooperation mit anderen Staaten abstellen. Darüberhinaus müssen daraus abgeleitete Maßnahmen für den Fall der Kontrahierung von Kapazitäten den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien ebenso einhalten um keine künstlichen Märkte für fossile oder nukleare Kraftwerke am Leben zu erhalten.

18) Was wäre ein angemessener geografischer Anwendungsbereich einer harmonisierten Methodik zur Bewertung der Angemessenheit (z. B. EU-weit, regional oder national oder auch unter Einschluss von Nachbarländern)?

Entsprechend derzeitiger Bestrebungen ist es sinnvoll, regionale Zusammenarbeiten voranzutreiben, um diese mittelfristig mit anderen regionalen Kooperationen EU-weit zu verbinden.

19) Wäre eine Angleichung der derzeit unterschiedlichen Standards für die Angemessenheit des Systems in der EU hilfreich für den Aufbau eines effizienten Binnenmarkts?

siehe Frage 17

20) Wäre ein gemeinsamer europäischer Rahmen für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen von Vorteil? Falls ja, wie sollte ein solcher Rahmen gestaltet sein? Wären Referenzmodelle für Kapazitätsmechanismen hilfreich? Falls ja, wie sollten sie gestaltet sein?

Ja, obwohl Kapazitätsmärkte und deren Notwendigkeit insbesondere im Kontext internationaler Kooperationen bis 2030 grundsätzlich zu hinterfragen sind.

21) Sollte eine Entscheidung zur Einführung von Kapazitätsmechanismen auf einer harmonisierten Methodik zur Bewertung der Angemessenheit des Stromversorgungssystems beruhen?

Natürlich. Wobei die Angemessenheit erst gegeben sein kann, wenn auf nationaler sowie internationaler Ebene keine Möglichkeiten zum Ausgleich bestehen. Andernfalls stören Kapazitätsmechanismen die notwendigen Impulse zur langfristigen Finanzierung des Energiemarktes. Mittel der Wahl zur Kompensation von Kapazitätsengpässen sind unter Beachtung des Vorranges erneuerbarer Energien auch die Verstärkung von grenzüberschreitenden Kapazitäten und der Anreiz für Speichertechnologien, sofern dadurch die Laufzeit von fossilen oder nuklearen Kraftwerken reduziert werden kann. In jedem Fall können Eingriffe zur Kapazitätsstützung nur temporär sein und dürfen marktunübliche Renditen nicht annähernd übersteigen.