

# Review der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

## Stellungnahme der IG Windkraft

3. April 2017

Hiermit erlauben wir uns, zu den Vorschlägen der EU Kommission zur Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung<sup>1</sup> und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie<sup>2</sup> Stellung zu nehmen, und ersuchen um Berücksichtigung unserer Argumente in der österreichischen Position.

### Positiv zu bewerten sind:

- Energieeffizienz, Technologieführerschaft der Europäischen Union bei erneuerbaren Energien und ein faires Angebot für Konsumenten als klar formulierte übergeordnete Ziele des Pakets sind sehr begrüßen.
- Gutgeheißen wird die angestrebte Weiterentwicklung des Energiemarktes in Richtung mehr Innovation, Flexibilität und Dekarbonisierung.
- Die Auslegung des heutigen Energiemarktes auf fossile Großkraftwerke und die eingeschränkte Einbindung der Verbraucher wurde als wesentliches Problem erkannt.
- Die Teilnahme von EE-Erzeugern an Märkten für Systemdienstleistungen (Netzstabilität, Netzsicherheit).
- Die Stärkung der Verbraucher und die Möglichkeit des Zusammenschlusses über Aggregatoren und Lokale Energiegemeinschaften.

### Dies sind die **wichtigsten Kritikpunkte**:

- Grundsätzlich muss kritisiert werden, warum für erneuerbare Energien und ihre Förderung strenge und detaillierte Vorgaben gemacht werden, während für die Förderung herkömmlicher Energien nur sehr allgemeine Voraussetzungen maßgeblich sind. Entscheidend wird jedoch sein der von der Kommission selbst adressierte Überkapazität fossiler Großkraftwerke Herr zu werden.
- Insbesondere ist die geplante Abschaffung des Einspeisevorrangs für Strom aus erneuerbaren Energien zu kritisieren.
- Die Kommission lässt wesentliche marktbeeinflussende Elemente völlig außer acht. Es fehlt sowohl eine Lösung für die mangelnde Kostenwahrheit bei Kraftwerken (CO<sup>2</sup> Preis / ETS Markt) als auch eine Lösung der Frage, wie mit unflexiblen Großkraftwerken umgegangen werden soll, welche eine Marktbildung stören.
- Beim vorgelegten Paket **fehlt eine Sanierung des Emissionshandels ETS**. Insbesondere für die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken, vor allem für Kohlekraftwerke, stellt der Emissionshandel auf Grund der aktuell niedrigen Preise und ohne aktive Reform auch in den nächsten 10 bis 15 Jahren kein relevantes Steuerungsinstrument für eine Entwicklung in Richtung Dekarbonisierung dar. **Ohne Reform des ETS können die Zielsetzungen im Strombereich nicht erreicht werden und die dominante Marktverzerrung zu Gunsten der fossilen Energien bleibt bestehen.**
- **Wegfall des Einspeisevorrangs** erschwert erneuerbaren Energien Marktzugang – bei großen fossilen und atomaren Überkapazitäten gefährdet die Abregelung die Produktentwicklung/-platzierung und die Investitionssicherheit und eine Abschaffung des Vorrangs für Erneuerbare ist verfrüht. Eine starke Ausbaureduktion und steigende CO<sup>2</sup> Emissionen<sup>3</sup> wären die Folge.

<sup>1</sup> COM(2016)861final

<sup>2</sup> COM(2016)864final

<sup>3</sup> Andrey et. al (2016); METIS Studies, Study S12, Assessing Market Design Options in 2030; Artelys / European Commission

- Die Abschaffung der **Subventionen im konventionellen Stromerzeugungssektor** wird nicht angepackt. Hohe direkte und indirekte Subventionen für Atomkraftwerke und auch für Kohlekraftwerke verzerren immer noch massiv den Strommarkt, werden jedoch im gesamten Winterpaket nicht beachtet. Dies muss berücksichtigt und neu geregelt werden. Von einem gleichberechtigten Marktzugang kann daher keinesfalls gesprochen werden.
- Die durch den EURATOM-Vertrag festgeschriebene **Vorrangstellung der Atomenergie bleibt unangetastet**. Auch wenn Art. 194 AEUV den Mitgliedstaaten die freie Wahl ihres Energieversorgungsmixes überlässt, sollte auch die Atomenergie den Vorgaben des Binnenmarktes oder des Verursacherprinzips genügen müssen. Erforderlich sind weiters eine Harmonisierung der Berechnungsmethoden für die Stilllegungsfonds sowie der Haftungsfragen.
- Die Möglichkeit von **Kapazitätsmechanismen** dient der Rettung von Kohle und Atomstrom und verzögert den dringend nötigen Ausstieg von fossilen Überkapazitäten. Ein erster Schritt ist hier immerhin der geforderte EMPS von 550 g/kWh, der aber erst ab 2026 gefordert wird.
- Die Kommission geht davon aus, dass in der Periode 2020-2030 ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierender Markt vorherrscht. Das steht diametral entgegen der Realität nach der ausgehend von den derzeitigen Rahmenbedingungen, der Kraftwerkslebensdauern und mangelnden Gegenmaßnahmen im Winterpaket bis 2030 weiterhin unflexible und marktferne Überkapazitäten signifikant am Markt vertreten sein werden.

Das Marktdesign muss vollständig auf erneuerbare Energien ausgerichtet und umgestellt sein, bevor erneuerbare Energien dem vollständigen Marktrisiko ausgesetzt werden. Angesichts großer fossiler und nuklearer Überkapazitäten ist daher unbedingt am Einspeisevorrang für Erneuerbare festzuhalten.

1. Gemeinsam mit der derzeit vorherrschenden Überkapazität am für Österreich relevanten Strommarkt darf der vorrangige Netzzugang bzw. der Einspeisevorrang für Erneuerbare weder für den Bestand noch für neue Anlagen aufgegeben werden. Es muss sicher gestellt werden, dass der Marktumbau erfolgt ist, bevor der Vorrang für Erneuerbare aufgegeben wird. Andernfalls werden Erneuerbare in den fossil-nuklearen Markt gezwungen, Investitionen werden teurer bzw. unsicherer und die CO<sup>2</sup> Emissionen werden deutlich steigen.
2. Die vorgeschlagenen Veränderungen des bestehenden Strommarktes sind noch nicht umfassend genug. Es braucht einen vollständigen Marktumbau, der die Erneuerbaren ins Zentrum stellt und gleichzeitig einen klaren Weg aufzeigt, wie marktferne Kraftwerke aus dem Markt gelenkt werden sollen.

Eine Diskussion der Änderungen von Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung und –Richtlinie muss unbedingt in Abstimmung mit der Diskussion um die anderen geplanten Änderungen im Zuge des Clean-Energy-Pakets erfolgen.

Angesichts der Tatsache, dass die überwiegende Kraftwerkskapazität Österreichs auf erneuerbaren Energien basiert und dieser Anteil bis 2030 deutlich steigen wird, macht es die von der Kommission angedachte Abschaffung des Vorrangs erneuerbarer Energien notwendig, dass sich die **österreichische Politik proaktiv in die Gestaltung der europäischen Rahmenbedingungen einbringt**. Alles andere wäre fahrlässig und vor allem standortschädigend für Österreich.

Im Lichte der hohen Energie-Importabhängigkeit der Europäischen Union (53% des Energieverbrauches<sup>4</sup>, EUR 400 Milliarden<sup>5</sup> jährlich) wie auch exorbitanter direkter und indirekter **Subventionen für den fossilen und nuklearen Sektor** von fast EUR 300 Milliarden<sup>6</sup>, muss die Europäische Union verstärkt auf erneuerbare Energien setzen. Es ist davon auszugehen, dass Neuinvestitionen jedoch nur kostengünstig und in die richtigen Technologiefelder getätigt werden können, wenn die notwendige Planungssicherheit und die notwendigen Rahmenbedingungen für die Refinanzierung vorhanden sind. Eine mangelnde Phase-out Perspektive marktferner Kraftwerke über eine CO<sup>2</sup> Bepreisung und begleitende Maßnahmen (kurzfristige Märkte, Netzdienstleistungen abseits fossiler Kraftwerke,...) gefährdet die Investition und die Transformation des Energiesektors erheblich. Dieser Rahmen ist durch die vorliegende Richtlinie nicht gegeben.

4 [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy\\_production\\_and\\_imports](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports)

5 [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Trade\\_in\\_energy\\_products](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Trade_in_energy_products)

6 Coady et. al (2015); IMF Working Paper – How large are global energy subsidies?; WP/15/105; International Monetary Fund

## Details

### Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung

#### 1. Leitprinzipien für Märkte

Die Ziele von Art. 1 (Flexibilität, Dekarbonisierung und Innovation, Stärkung der Verbraucher, Schaffung gut funktionierender, integrierter Elektrizitätsmärkte) sind sehr zu begrüßen, handelt es sich dabei doch um Grundsätze, die für zukunftsfähige Energiesysteme kennzeichnend sein müssen.

Zur Vorgabe von Art 3 Abs 1 (f), dass die Marktvorschriften geeignete Investitionsanreize liefern müssen, ist anzumerken, dass dies derzeit und in den letzten Jahren aufgrund verschiedener Verwerfungen und Verzerrungen nicht der Fall ist, weshalb derzeit rein aufgrund von Marktpulsen keine neuen Kapazitäten errichtet werden können. Die Schaffung eines unverzerrten Energiemarktes mit gleichen Voraussetzungen für alle Teilnehmer unter Berücksichtigung der unter Art. 1 angeführten Grundsätze und unter Beachtung auch des Verursacherprinzips wäre daher essentiell.

Zur von Art. 4 geforderten Bilanzkreisverantwortung: Grundsätzlich bewerten wir es als positiv, dass alle Marktteilnehmer verantwortlich für ihre Bilanzkreisabweichungen sein sollen. Eine Ausnahmemöglichkeit für bereits bestehende geförderte Erneuerbare-Anlagen, wie sie Abs 2 (c) ermöglicht ist im Sinne des Bestandes- und Vertrauensschutzes sinnvoll. Festzuhalten ist, dass diese Verantwortung auch bereits in Österreich üblich ist. Es ist auf jeden Fall notwendig, die entsprechenden Marktregeln so anzupassen, dass den spezifischen Eigenschaften von Erneuerbaren Rechnung getragen wird (etwa Fokus auf Kurzfristigkeit, unterschiedliche Betriebsführungsvoraussetzungen,...).

Zu Artikel 5 (Regelenergiemarkt) ist festzuhalten, dass die Teilnahme von erneuerbaren Energien explizit sinnvoll ist und gefordert wird. Gleichzeitig muss angemerkt werden, dass die in Ziffer 2 geforderten Nichtdiskriminierungskriterien insofern anzupassen sind, als eine Orientierung an erneuerbaren Energien marktfernere, unflexiblere Kraftwerke benachteiligen könnte und sollte. Ein auf erneuerbare Energien fokussiertes Marktdesign wird zwangsläufig entgegen der Charakteristik veralteter Technologien bestehen. Analog hierzu ist Ziffer 8 zu sehen. Zu Ziffer 6 muss angemerkt werden, dass Mechanismen zur Pönalisierung von Bilanzkreisabweichungen auch zur Überkompensation des Echtzeitwertes führen können. Es ist darauf zu achten, dass durch den Ausgleichs- und Regelenergiemarkt keine Überkompensation des tatsächlich entstandenen Aufwandes entsprechend auch einer Beschaffung am Intraday- oder Regelenergiemarkt entsteht.

Ergänzung:

- I) derzeit fehlt das Erfordernis, auch die zu beschaffenden Zeiträume so zu gestalten, dass sie eine maximale Beteiligung erneuerbarer Energien ermöglichen. Das bedeutet vor allem, dass die Zeiträume zur Erbringung von Regelenergie so befristet werden, dass auch Anlagen mit kürzeren Erzeugungsspitzen (beispielsweise eine Stunde) diese Regelenergie erbringen können und nicht aufgrund dieser kurzen Periode ausgeschlossen werden.
- II) Bei der Koppelung von Regelleistungsmärkten darf es zu keiner Verschlechterung hinsichtlich der Beteiligungsmöglichkeit erneuerbarer Energien kommen. Es muss ein best in class Prinzip angewandt werden.

Artikel 6 -8: im Handel muss insbesondere beim grenzüberschreitenden Handel berücksichtigt werden, dass durch marktferne, unflexible Kraftwerke Übertragungskapazität an Grenzkuppelstellen blockiert werden kann, die dann die entsprechende Flexibilität und Effizienz eines europäischen Strommarktes verhindert. So werden Betrieb, Investition und Planung von Kraftwerken und Netzen erheblich erschwert.

#### 2. Marktintegration Erneuerbarer

Aktuell sieht Art. 16 RL 2009/28/EG die Gewährleistung der Übertragung und Verteilung von EE-Strom (sogar mittels Netzausbaupflichten von Netzbetreibern), den vorrangigen bzw. garantierten Netzzugang von Erneuerbaren

sowie einen Vorrang (vor fossilen und/oder nuklearen Energien) beim Abrufen von Anlagen vor („Einspeisevorrang“). Diese für den bisherigen Ausbau kardinale Bestimmung soll nun gestrichen werden.

In Art. 11 und Art 12 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO soll nun der Einspeisevorrang für Erneuerbare Bei Dispatch sowie Redispatch abgeschafft werden. Vorgesehen ist in Art. 11 ein diskriminierungsfreier und marktbasierter Abruf von Erzeugungsanlagen. Ausnahmen sind für bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen, kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen (bis 2026 bis 500 kW, danach 250 kW, hier Zusatzeinschränkung bei EE-Durchdringung über 15%) und Demonstrationsvorhaben vorgesehen.

Diese Änderung setzt voraus, dass die nationalen Energiemärkte bereits durch erneuerbare Energien dominiert werden bzw. das notwendige Marktumfeld für erneuerbare Energien bereits hergestellt wurde. Dies ist jedoch noch nicht der Fall und nicht kurzfristig zu erwarten.

Ausgehend von der aktuellen Formulierung des Artikel 11 setzt die Kommission voraus, dass also in allen Ländern mit einem Anteil von mehr als 15% erneuerbaren Energien, diesen kein Vorrang mehr gewährt werden darf. Diese Annahme ist aus mehreren Gründen falsch:

- 1) Man unterstellt, dass bereits alle (nationalen) Marktbedingungen auf erneuerbare Energien ausgerichtet sind
- 2) Sie stellt alle erneuerbaren Energien gleich. Ein Land mit einem sehr hohen Anteil an marktferner Wasserkraft aus der vorliberalisierten Zeit bietet „neuen“ Erneuerbaren und „alten“ Erneuerbaren unterschiedliche Voraussetzungen.
- 3) Großkraftwerke sind, unabhängig ob fossil, nuklear oder hydraulisch, technisch unterschiedlich von kleinteiligeren erneuerbaren Energien wie PV, Wind, Biomasse oder Kleinwasserkraft.
- 4) Der willkürlich gewählte Anteil von 15% differenziert nicht zwischen den Technologien der tatsächlichen Zusammensetzung eines nationalen Kraftwerksparks. Ein Anteil von 15% erneuerbare Energien bei 85% Nuklearenergie stellt eine andere Voraussetzung dar als eine gute Durchmischung unterschiedlicher Technologien.
- 5) In einem dicht vermaschten europäischen Netz und bei einer voranschreitenden Marktkopplung werden auch Energiesysteme miteinander verknüpft, die einander unter Umständen negativ beeinflussen. Unabhängig vom Anteil erneuerbarer Energien eines Landes kann so ein anderes Land, beispielsweise mit einem sehr hohen Anteil veralteter fossiler Großkraftwerke, negative Auswirkungen auf dessen Struktur haben. Ein Land mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien könnte hier keinerlei Maßnahmen zum Schutz des für die Energiewende geeigneteren Kraftwerksparks umsetzen.

Insbesondere aus der Argumentation der Richtlinie 2009/28/EG „*Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen*“ Rechnung getragen wird was die *Zusammenschaltung zwischen den Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittstaaten einschließt*“ ist ersichtlich, dass die Europäische Union ursprünglich auch die Weiterentwicklung und Koppelung unterschiedlicher Energiemärkte im Sinn hatte und diesbezüglich auf den Schutz neuer Kraftwerke, insbesondere erneuerbarer Energien, abgestellt hat, um einen alten, prohibitiv wirkenden Bestand zu ersetzen.

Da die Beteiligung erneuerbarer Energien an Dispatchmaßnahmen in Systemen, in denen diese dominieren, sinnvoll ist, wären alternative Möglichkeiten zur Formulierung dieses Aspektes möglich:

In einem Vorschlag der Agora Energiewende empfehlen die Autoren eine Beweislastumkehr. Hier sollen die Mitgliedsstaaten nicht bereits ab einem Anteil von 15% erneuerbare Energien den Vorrang erneuerbarer Energien aufgeben, sondern die jeweiligen Mitgliedsstaaten sollen, falls sie diesen aufgeben möchten, belegen, dass ihre jeweiligen Märkte „fit“ dafür sind, den Vorrang aufzugeben.<sup>7</sup>

<sup>7</sup>

Buck, Hogan (2016); Assessing the Winter Package in Light of the Energy Union Objectives, Regulatory Assistance Project/Agora Energiewende

- Priority dispatch for renewable energy producers is confirmed as a principle. Removal of priority dispatch for renewable energies is possible, but made contingent on Member States demonstrating that an appropriate market design is in place and implemented.

Gemeinsam mit vielen anderen Organisationen und Institutionen werden auch hier einige Voraussetzungen für eine solche „Beweisführung“ für das Aufgeben des Vorrangs erneuerbarer Energien definiert:

- 1) Kein Vorrang für irgendeine andere Erzeugungsform (was ebenso Lastflüsse aus anderen Ländern mit einschließt)
- 2) Liquide Intradaymärkte (d.h. ein Maximum der Nutzung muss erreicht werden)
- 3) Regulenergiemärkte, die die absolut gleichberechtigte und transparente Teilhabe von erneuerbaren Energien ermöglichen
- 4) Klare und transparente Bedingungen für Erzeugungsbeschränkungen
- 5) Der Zugriff auf erneuerbare Energien darf erst als letztes erfolgen
- 6) (zeitnahe) Kompensation von Erzeugungseinschränkungen, um die Investitionssicherheit nicht zu gefährden

Hinzu kommt ein erhebliches Transparenzproblem der derzeitigen Dispatchmaßnahmen. So gibt es

- (1) bestehende Verträge, die in diesem Fall um eine Diskriminierungsfreiheit zu ermöglichen, ebenso betrachtet werden müssen.
- (2) Darüber hinaus ergibt sich aufgrund der Erzeugungscharakteristik marktferner, unflexibler Kraftwerke eine fast natürliche Diskriminierung erneuerbarer Energien, da deren Flexibilität zur Regelung genutzt wird, während höhere Flexibilitätspreise fossiler Kraftwerke hier defacto einen marktorientierten Schutz bieten, jedoch eine Markttransformation verhindern.
- (3) Darüber hinaus entstehen europäische Lastflüsse auch aufgrund unterschiedlicher technischer und energiepolitischer Vorgaben einzelner Mitgliedsländer. Wie etwa der Winter 2016 zeigte, führen großflächige Ausfälle von Atomkraftwerken zu erheblichen Lastflüssen, so auch umfassende Kapazitäten an unflexiblen Kohlekraftwerken in Polen. Nationale Eingriffe aufgrund überregionaler Lastflüsse können per Definition zu einer Einschränkung erneuerbarer Energien in einem Mitgliedsland aufgrund veralteter Strukturen eines anderen Mitgliedslandes führen. Diese Diskriminierung kann vor allem aus Sicht des österreichischen Kraftwerksbestandes erhebliche Nachteile haben.

Es wird grundsätzlich angeregt, dass in den Definitionen auch eine exakte Definition der Begriffe „Dispatch“ und „Redispatch“ erfolgt.

Art. 12. sieht vor, dass Redispatch oder Einschränkungen der Erzeugung grundsätzlich auf der Grundlage objektiver, transparenter und nicht diskriminierender Kriterien zu erfolgen hat. Im derzeitigen Marktsystem ist schwer vorstellbar, wie diese Diskriminierungsfreiheit nachgewiesen werden kann, darauf wäre besonders zu achten. Es ist vorgesehen, dass die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gewährleisten, dass ihre Netze in der Lage sind, den aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Strom mit möglichst geringer Einschränkung zu übertragen. Einschränkungen dürfen Berücksichtigung finden, wenn sie sich als wirtschaftlich effizienter erweisen und 5 % der in ihrem Gebiet installierten Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen nicht überschreiten. Bei der Nutzung von nicht marktbasierendem abwärts gerichtetem Redispatch oder nicht marktbasierter Einschränkung gilt, dass bei Erneuerbaren dies nur angewandt werden darf, wenn es keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit gefährden würden. Auch hier stellt sich die Frage, wie dies überprüft werden könnte. Kommt es zu Einschränkungen ist ein Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber vorgesehen (Beitrag der zusätzlichen Betriebskosten oder Verfüdung von 90 % der entgangenen Nettoeinnahmen).

Grundsätzlich ist zu Art. 11 und Art. 12 festzuhalten: Der **Vorrang erneuerbarer Energien war bisher ein wesentliches Kerninstrument** der Richtlinie 2009/28/EG. Dadurch wurde in einem für fossile und nukleare Energietechnologien geschaffenen Marktumfeld ein sicherer Rahmen für die Erzeugung erneuerbarer Energien geschaffen. Dieser Vorrang war auch schon in der Vorgängerrichtlinie 2001 enthalten. Der Grundgedanke, dass der

Umbau des Energiesystems auf 100% erneuerbare Energien nur dann erfolgen kann, wenn alle fossilen und nuklearen Kraftwerke in ihrer Erzeugung bis zur Abschaltung aus dem System gedrängt werden, gilt auch heute mit anhaltender Dominanz dieser Kapazitäten weiterhin. Dies insbesondere angesichts dessen, dass die europäischen Strommärkte heute noch immer von massiven fossilen und nuklearen Überkapazitäten von über 100 GW geprägt sind, und eine deutliche Überproduktion nicht-regenerativen Stromes zu erkennen ist. Hinzu kommt, dass vor allem die protektionistische Subvention fossiler und nuklearer Energie einzelner Mitgliedsstaaten zur massiven Belastung der erneuerbaren Energien und zur Missachtung des Vorranges erneuerbarer Energien führt. Die mangelnde Schaffung des notwendigen Marktdesigns zeigt sich auch in diversen Studien, die etwa für den deutschen Strommarkt bereits heute eine erhebliche Diskriminierung erneuerbarer Energien zugunsten fossiler und nuklearer Kraftwerke zeigen. Bis 2030 wird ein erheblicher Anteil der österreichischen Kraftwerkskapazität aus „neuen“ Erneuerbaren aber auch „alten“ Erneuerbaren“ (im Wesentlichen Wasserkraft) bestehen. Aus Sicht einer europaweiten Dekarbonisierung aber auch der österreichischen Volkswirtschaft ist eine Verwässerung dieses Vorranges absolut schädlich und prolongiert lediglich den unhaltbaren Zustand künstlich im Markt gehaltener fossiler und nuklearer Kraftwerke.

Die Voraussetzungen, die die Kommission hinsichtlich der Erlösmöglichkeiten aus Regelenergie und hinsichtlich der Netzkapazitäten gewählt hat, um einen Anteil von 27 % erneuerbare Energien bis 2030 zu erreichen, sind intransparent und unklar gewählt. Diese Annahmen stellen jedoch die Hauptargumente der Kommission dar, die für die Abschaffung des Einspeisevorrangs herangezogen werden. Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind diese jedoch, soweit transparent genug dargestellt, unrealistisch bis fragwürdig.

Der aktuelle geltende **Einspeisevorrang gibt Netzbetreibern die notwendigen Signale, ihre Netze von zentralen fossil/nuklear orientierten Stromnetzen auf dezentrale, auf erneuerbare Energien ausgelegte Netze umzubauen und diese auch so zu nutzen** (inklusive notwendiger Prognoseverfahren, innovativer Betriebsführung, neuer Leitungstechnologien,...). Darüber hinaus verpflichtet der Vorrang Netzbetreiber und Regulatoren zur Gestaltung und Gewährleistung transparenter Regeln und Vorgaben für neue Technologien und neue Marktteilnehmer. Nicht notwendige Eintrittshürden in den Markt werden so ebenso reduziert.

In Anbetracht dessen sowie in Hinblick auf die großen Atomkraftprojekte an Österreichs Grenzen, **ist aus österreichischer Sicht einzufordern, dass der Einspeisevorrang für Erneuerbare bestehen bleibt. Nur über die Aufrechterhaltung eines Vorrangs erneuerbarer Energien kann der notwendige Druck entstehen, das Energiesystem zu optimieren und fossile bzw. nukleare Kapazitäten zu ersetzen.** Die Entwicklung der marktwirtschaftlich organisierten Unternehmen des Strommarktes gegenüber Monopolunternehmen im Netzbereich sollte mittels Einspeisevorrang weiter voran gebracht werden.

### **3. Gebotszonenkonfiguration, Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement**

Analog zu den Anmerkungen zu Artikel 5 muss gewährleistet sein, dass die Diskriminierungsfreiheit nicht dazu führt, dass fossile bzw. nukleare Großkraftwerke geschützt werden. Durch fossile bzw. nukleare Bandlast langfristig oder umfangreich blockierte Interkonnektorenkapazitäten können zu keinem effizienten, auf erneuerbaren Energien basierenden, Elektrizitätsmarkt führen. Insofern muss es auch hier eine Reihung geben.

### **4. Netzentgelte**

In diesem Zusammenhang sei angemerkt, dass eine einheitliche Vorgehensweise bei Methode und Berechnung von Systemnutzungsentgelten für gemeinsame Preiszonen sinnvoll wäre. Derzeit leiden österreichische Erzeuger insofern unter einer Diskriminierung, als sie oft erhebliche Entgelte für die Netznutzung (Primärregelung, Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt) zu leisten haben, welche in dieser Form im benachbarten Ausland nicht zu entrichten sind. Daraus ergibt sich ein spürbarer Wettbewerbsnachteil.

## 5. Neue Regelungen zu Kapazitätsmechanismen

Art. 18 ff bringen nun Vorgaben für Kapazitätsmechanismen: diese sind zulässig nur bei Feststellung eines Bedarfs im Zuge eines „European resource adequacy assessments“, erforderlich sind die Einbeziehung der Nachbarländer, erfolgte Marktreform sowie die Berücksichtigung des Beihilfenrechts. Letztlich dienen diese Kapazitätsmechanismen der Rettung von Kohle und Atomstrom und verzögern den dringend nötigen Ausstieg von fossilen Überkapazitäten.

Entsprechend der vorliegenden Studien<sup>89</sup> unterschiedlicher Institutionen ist es auch aus österreichischer Sicht sinnvoll, dafür einzutreten, dass die Kontrahierung von Kapazitäten nicht auf Basis eines Kapazitätsmarktes erfolgen kann, sondern nur grenzüberschreitend, in Form der Organisation einer strategischen Reserve, die entsprechend ambitionierter Emissionsstandards und nach dem Prinzip möglichst niedriger Emissionen aufgebracht werden sollte. Langfristig kann jedoch nur eine verstärkte Nutzung der gemeinsamen Kapazitäten (etwa durch Marktkoppelung und verbesserte Interkonnektoren) eine effiziente und sichere Nutzung der gemeinsamen Ressourcen möglich machen. Insofern stellt das nicht nur aufgrund der Pumpspeicher sondern auch aufgrund der zu Europa asymmetrischen Windenergieproduktion Österreichs einen erheblichen Vorteil für den österreichischen Kraftwerkspark dar.

Ein erster Schritt in Richtung Kohleausstieg ist immerhin der in Art. 23 ABs 4 geforderte Emission-Performance-Standard (EPS) von 550 g/kWh, der aber erst 5 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung (voraussichtlich 2026) gefordert wird.

Nicht nur aus österreichischer Sicht wäre eine früher beginnende Einführung eines EPS sinnvoll, um die vorhandenen Speicherkraftwerke besser auszulasten, aber auch Investitionen in Refurbishment und Neubauten planbar und Investitionen auch im Sinne einer effizienten Klima- und Energiepolitik sicher zu machen. Eine verspätete Einführung eines EPS wird auf jeden Fall langfristig wirksame Investitionsentscheidungen zugunsten fossiler Kraftwerke fördern, die wirtschaftlich schwierige Situation der Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien prolongieren und teilweise verschlechtern wie auch den Netzbau mit Fokus auf erneuerbare Energien aufgrund bestehender Sockellastkraftwerke und deren weiterlaufender Erzeugung erschweren.

## 6. Neue Regelungen zur Stärkung der Endverbraucher

Der Ausbau der Konsumentenrechte ist sehr zu begrüßen, obwohl wir diesbezüglich in Österreich bereits über ein hohes Niveau verfügen. Die Ermöglichung lokaler Energiegemeinschaften und von Aggregatoren eröffnet neue und spannende Möglichkeiten für Konsumenten. Hier ist in der nationalen Umsetzung darauf zu achten, dass diese Möglichkeiten auch tatsächlich beim Endverbraucher ankommen, handelt es sich hierbei doch um grundlegende Neuerungen. Transparenz ist hier entscheidend. Weiters ist zu gewährleisten, dass eine etwaige Beteiligung an Stromerzeugungsanlagen nur freiwillig erfolgen darf und nicht etwa Bedingung – etwa für Mietverträge – sein darf. Die Schaffung eines Anspruchs auf Verträge mit dynamischen Stromtarifen ist positiv zu bewerten (Art 11 Elektrizitätsmarkt-RL), allerdings ist zu gewährleisten, dass es auch zukünftig günstige und nicht zeitabhängige Stromtarife für jene Konsumenten gibt, die sich nicht im Detail mit ihrem Stromverhaltensverhalten beschäftigen können. Diese sind von der Regulierungsbehörde zu kontrollieren und im Zweifelsfall festzulegen.

<sup>8</sup> Neuhoff et. al (2015); A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

<sup>9</sup> Faure et. al (2016); Electricity Security of supply and Capacity Remuneration Schemes; Insight\_E

## 7. Rolle der Aggregatoren

Es hat sich gezeigt, dass Aggregatoren eine immer wichtigere Rolle in der Flexibilisierung von dezentralen Erzeugungsanlagen, Industrie und Haushalten einnehmen. Hier ist darauf zu achten, dass deren Rolle nicht durch administrative oder regulatorische Hürden erschwert wird und weder Eintrittsschwellen noch der Aufwand, um in den jeweiligen Ländern aktiv zu bleiben, über Gebühr erschwert wird (unter Wahrung der größtmöglichen Sicherheit für deren Kunden).

## 8. Netzbetreiber

Zu Art 40 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Den Übertragungsnetzbetreibern soll in jedem Fall nicht nur ermöglicht sein, sondern sie sollten sogar dazu verpflichtet werden, gemeinsam mit den Vertretern erneuerbarer Energien klare, transparente und umsetzbare Roadmaps zu entwickeln, wie die derzeitigen Netzdienstleistungen bis inklusive der Primärregelreserve durch erneuerbare Energien bereit zu stellen sind bzw. wie neue Akteure wie Speicheraanbieter zu involvieren sind. So können Eintrittshürden möglichst niedrig gestaltet werden und Lösungen entwickelt werden, die sowohl Übertragungsnetzbetreiber als auch die „neuen“ Marktteilnehmer integrieren. Die jeweiligen Pläne können und sollten dabei vom zuständigen Regulator überprüft und freigegeben werden. Dies muss sinngemäß auch für Verteilernetzbetreiber gelten.

## 9. Status und Aufgaben der Regulierungsbehörden

Die Tatsache, dass sowohl länderspezifisch vollkommen unterschiedliche Regulierungseinrichtungen als auch teilweise private Unternehmen im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber eine größere Verantwortung zur Verfassung ihrer eigenen Regelwerke (etwa Network Codes, Gebotszonenbewertungen, Tarifgestaltung) erhalten sollten, wird aus demokratiepolitischer Sicht kritisch gesehen. Anders als in Österreich, wo der Übertragungsnetzbetreiber zumindest partiell noch in öffentlicher Hand ist, befinden sich viele Übertragungsnetzbetreiber in Europa mittlerweile in der Hand von privatwirtschaftlich geführten Unternehmen. Im Sinne der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes ist es jedoch bereits heute komplex, einzelstaatliche Interessen hintanzustellen, was durch die Einbringung von Unternehmensinteressen noch intransparenter wird und eine Willensbildung im gesamteuropäischen Interesse fraglich erscheinen lässt.

## 10. Forderungen

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass bei der **Neugestaltung dieser Richtlinie und der Verordnung folgende Punkte entscheidend sind:**

- Bei der Freigabe von Kapazitäten durch Nationalstaaten, sei es als Kapazitätsreserve, strategische Reserve oder im Sinne des Artikel 7 des vorliegenden Entwurfs der Strombinnenmarkt Richtlinie, ist Folgendes zu beachten: die Art und Weise wie die Förderung und die Errichtung erneuerbarer Energien zu erfolgen hat, wie diese betrieben werden sollen und in welchem regulatorischen Umfeld sich diese befinden, ist aktuell durch das Winterpaket aber auch bereits durch das 3. Liberalisierungspaket umfassend und sehr detailliert geregelt. Dergleichen Anforderungen für den Betrieb, die Errichtung und vor allem die FÖRDERUNG fossiler bzw. nuklearer Kraftwerke gibt es aktuell nicht (vgl. Entscheidungen zu Hinkley Point, Paks). Diese Kraftwerksentscheidungen, im Falle Österreichs konkret das Kernkraftwerk Paks, haben jedoch erhebliche Auswirkungen auf einen auf erneuerbare Energien basierenden Strommarkt. Nicht nur im Sinne eines europäischen Strommarktes, sondern auch in Hinblick auf die einzelnen nationalen Energiesysteme muss das Clean-Energy-Paket ein level playing field zwischen fossilen und nuklearen Energien und erneuerbaren Energien herstellen. Wenn erneuerbare Energien dem Markt ausgesetzt werden, muss das auch für fossile und nukleare Energien gelten. So diese weiterhin von einzelnen Mitgliedsstaaten gefördert oder bevorzugt werden und sowohl physikalisch als auch ökonomisch im selben Marktgebiet agieren, führt eine vollständige Exposition „neuer“ erneuerbarer Energien aber auch bestehender Kraftwerke zu einem Wohlfahrtsverlust für Österreich.



- Beibehaltung des Vorrangs erneuerbarer Energieerzeugung: Mitgliedsstaaten dürfen nicht zur Aufhebung des Einspeisevorrangs verpflichtet werden. Umgekehrt sollten Mitgliedsstaaten bei der Aufhebung des Vorranges nachweisen, ob und wie das jeweilige Umfeld (Marktdesign des relevanten Marktes und Regularium des Mitgliedstaates) auf erneuerbare Energien ohne nachträgliche Gefährdung der Investitionssicherheit umgestellt werden kann.
- Das Marktdesign muss vollständig auf erneuerbare Energien ausgerichtet und umgestellt sein, bevor erneuerbare Energien dem vollständigen Marktrisiko ausgesetzt sind.
- Internalisierung externer Kosten fossiler und nuklearer Energieträger (etwa über CO<sup>2</sup> Preise, CO<sup>2</sup> Steuern oder funktionierenden Emissionshandel)
- Vorlage eines konkreten Masterplanes, wie der europäische Strombinnenmarkt ohne fossile/nukleare Altlasten errichtet werden soll, um die effiziente Auslastung, Planung und den Betrieb von Speichern, Netzen und erneuerbaren Energien planvoll möglich zu machen.
- Verpflichtendes Ende der Subventionen im konventionellen Stromerzeugungssektor in allen Mitgliedstaaten.
- Eine Reform des Emissionshandels oder eine andere Art der Bepreisung von CO<sup>2</sup> ist unerlässlich. Dies würde zudem zu einer deutlichen Reduktion der Förderkosten für Erneuerbare führen.