IG WINDKRAFT
Austrian Wind Energy Association

Review der Elektrizitätsbinnenmarkt–VO und Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Stellungnahme der IG Windkraft

20. November 2017

Hiermit erlauben wir uns, zu den Vorschlägen der EU Kommission zur Neufassung der Elektrizitsbinnenmarkt-Verordnung[1] und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie[2] in der Version REV 2 vom 30. Oktober 2017 und 9. November 2017 Stellung zu nehmen, und ersuchen um Berücksichtigung unserer Argumente in der österreichischen Position.

Positiv zu bewerten sind:

- Die Bereiche Energieeffizienz, Technologieführerschaft der Europäischen Union bei erneuerbaren Energien und eine faire Angebote für Konsumenten als klar formulierte übergeordnete Ziele des Pakets sind sehr zu+ begrüßen.
- Gutgeheißen wird die angestreblte 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) und detailliertere Transparenzanforderungen
- Die Stärkung der Verbraucher und die Möglichkeit des Zusammenschlusses über Aggregatoren und Lokale Energiegemeinschaften.

Dies sind die **wichtigsten Kritikpunkte:**

- Grundsätzlich ist fragwürdig, dass derzeit mit den Leitlinien für staatliche Umweltbehilfen und den geplanten Regelungen im Clean Energy Package zwar intensive und detaillierte Regeln für erneuerbare Energien vorliegen, jedoch keine konkreten Vorgaben für den Phase-out von fossilen und/oder nuklearen Großkraftwerken getätigt werden. Insofern kann das Grundprinzip des Clean Energy Packages („ein Markt für erneuerbare Energien“) nicht erfüllt werden. Entscheidend ist, der von der Kommission selbst adressierten Überkapazität fossiler Großkraftwerke Herr zu werden.
- Die Kommission lässt wesentliche marktbeeinflussende Elemente völlig außer Acht. Es fehlt sowohl eine Lösung für die mangelnde Kostenwahrheit bei Kraftwerken (CO2 Preis / ETS Markt), als auch für den Umgang mit unflexiblen Großkraftwerken, die eine Preisbildung stören. So wird in keinem Bereich eine Voraussetzung definiert, unter der der Schutz für erneuerbare Energien vollständig aufgelöst wird was jedoch notwendig wäre da die genannte Grundprämisse des „erneuerbaren Strommarktes“ andernfalls nicht existiert.
  - 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.
  - 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**

[1] COM(2016)861final
[2] COM(2016)864final

die Zielsetzungen im Strombereich nicht erreicht werden und die dominante Marktverzerrung zu Gunsten der fossilen Energien bleibt bestehen.

- **Der Wegfall des Einspeisevorrangs** erschwert erneuerbaren Energien Marktzugang bzw. kalkulierbare Refinanzierung – bei großen fossilen/atomaren Überkapazitäten gefährdet die Abregelung die Produktentwicklung/-platzierung und die Investitionssicherheit sowie eine Abschaffung des Vorrangs für Erneuerbare ist verfrüht. Eine starke Ausbaureduktion und steigende CO2 Emissionen, wie das auch die Kommission in ihrem Impact Assessment ankündigt[3] wären die Folge.
- 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 Stillegungsfonds sowie der Haftungsfragen.
- Die Möglichkeit von **Kapazitätsmechanismen** dient der Rettung von Kohle und Atomstrom und verzögert den dringend nötigen Ausstieg von fossilen Überkapazitäten. Der geforderte EMPS (Emission Performance Standard) von 550 g/kWh ist zu hoch, wird erst ab 2026 schlagend und kann eine Wirkung so nur begrenzt entfalten. .

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 am Einspeisevorrang für Erneuerbare festzuhalten.

- 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. Die wird zu einem signifikanten Anstieg der CO2 Emissionen führen.
- 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.

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[4], EUR 400 Milliarden[5] jährlich), wie auch exorbitanter direkter und indirekter **Subventionen für den fossilen und nuklearen Sektor** von fast EUR 300 Milliarden[6], 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 CO2 Bepreisung und begleitende Maßnahmen (kurzfristigere Märkte, Netzdienstleistungen abseits fossiler Kraftwerke, etc.) gefährdet die Investition und die Transformation des Energiesektors erheblich. Dieser Rahmen ist durch die vorliegene Richtlinie nicht gegeben.

[3] Andrey et. al (2016); METIS Studies, Study S12, Assessing Market Design Options in 2030; Artelys / European Commission
[4] 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
[6] Coady et. al (2015); IMF Working Paper – How large are global energy subsidies?; WP/15/105; International Monetary Fund

D e t a i l s

Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung

Vorschlag Electricity Market Regulation (EMR) Rev 2	**Änderungsvorschlag**
(3) Europe's energy system is in the middle of its most profound change in decades and the electricity market is at the heart of that change. [~~The common goal to decarbonise the energy system creates~~] **These changes create and facilitate** new opportunities and challenges for market participants. At the same time, technological developments allow for new forms of consumer participation and cross-border cooperation.	(3) Europe's energy system is in the middle of its most profound change in decades and the electricity market is at the heart of that change. The common goal to decarbonise the energy system creates new opportunities and challenges for market participants. At the same time, technological developments allow for new forms of consumer participation and cross-border cooperation. Beibehaltung des ursprünglichen Textes.
5) In the past, electricity customers were purely passive, often buying electricity at regulated prices which had no direct relation to the market. In the future, customers need to be enabled to fully participate in the market on equal footing with other market participants. To integrate growing shares of renewable energy, the future electricity system should make use of all available sources of flexibility, particularly demand response and storage. [~~To achieve effective decarbonisation at lowest cost, i~~]**I**t also needs to encourage energy efficiency.	(5) In the past, electricity customers were purely passive, often buying electricity at regulated prices which had no direct relation to the market. In the future, customers need to be enabled to fully participate in the market on equal footing with other market participants. To integrate growing shares of renewable energy, the future electricity system should make use of all available sources of flexibility, particularly demand response and storage. To achieve effective decarbonisation at lowest cost, it also needs to encourage energy efficiency. Beibehaltung des ursprünglichen Textes.
(9) **While** decarbonisation of the electricity sector, with renewable energy becoming a major part of the market, **is one of the goals of the Energy Union** [~~a core objective of the Energy Union. As the Union moves towards the decarbonisation of the electricity sector and increasing penetration of renewable energy sources~~], it is crucial that the market removes existing barriers to cross-border trade and encourages investments into supporting infrastructure, for example, more flexible generation, interconnection, demand response and storage. To support this shift to variable and distributed generation, and to ensure that energy market principles are the basis for the Union's electricity markets of the future, a renewed focus on short-term markets and scarcity pricing is essential.	(9) The decarbonisation of the electricity sector, with renewable energy becoming a major part of the market, is core objective of the Energy Union. As the Union moves towards the decarbonisation of the electricity sector and increasing penetration of renewable energy sources. it is crucial that the market removes existing barriers to cross-border trade and encourages investments into supporting infrastructure, for example, more flexible generation, interconnection, demand response and storage. To support this shift to variable and distributed generation, and to ensure that energy market principles are the basis for the Union's electricity markets of the future, a renewed focus on short-term markets and scarcity pricing is essential. Beibehaltung des ursprünglichen Textes
Begründung: Da die Europäische Union Dekarbonisierung und Förderung erneuerbarer Energien regelmäßig als das Kernziel eines europäischen Strommarktes darstellt. Sollte dies in den entsprechenden Passagen festgehalten werden.	
Art 1 **Subject-matter and scope** **(b)** setting fundamental principles for well-functioning, integrated electricity markets, which allow non-discriminatory market access for all resource providers and electricity customers, empower consumers, enable demand response and energy efficiency, facilitate aggregation of distributed demand and supply, [~~and contribute to the decarbonisation of the economy by enabling~~] **and enable** market integration and market-	**Art 1** **Subject-matter and scope** **(b)** setting fundamental principles for well-functioning, integrated electricity markets, which allow non-discriminatory market access for all resource providers and electricity customers, empower consumers, enable demand response and energy efficiency, facilitate aggregation of distributed demand and supply, and contribute to the decarbonisation of the economy by enabling market integration and market-based

based remuneration of electricity generated from renewable sources**, while facilitating the transition towards a low-carbon economy**;	remuneration of electricity generated from renewable sources**;** **Beibehaltung des ursprünglichen Textes.**
Begründung: Die in Art. 1 (a) angeführten Ziele (Flexibilität, Dekarbonisierung und Innovation, Stärkung der Verbraucher, Schaffung gut funktionierender, integrierter Elektrizitätsmärkte, Versorgungssicherheit. Nachhaltigkeit) sind nachdrücklich zu begrüßen, handelt es sich dabei um Grundsätze, die für zukunftsfähige Energiesysteme kennzeichnend sein müssen. Im Hinblick auf die og Erwägungsgründe und Art 1 (b) ist jedoch festzustellen, dass die Verornung von einem Bekenntniss zur Dekabonisierung im Allgemeinen abgeht. Im Hinblick auf die Pariser Ziele und die bereits 2014 von der Kommission vorgeschlagen Ziele, ist ein starkes Bekentnis zur Reduktion von Treibhausgase als ein Hauptziel essentiell für eine fortschritliche und starke Energiepolitik.	
Art 11 **1.** Dispatching of power generation facilitiesand demand response shall be non-discriminatory**, transparent** and**, unless otherwise provided under Article 11 (2) to Article 11 (4),** market based. **[ ]** **2. [ ] Without prejudice to [Union State aid rules pursuant to] Articles 107 to 109 TFEU Member States may provide for electricity** generated **[ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration from small **[ ] power generating facility** or **power generating facility** using emerging technologies **to be granted priority dispatch up** to the following extent: (a) **[ ] power generating facility** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than **[ ] 250** kW; or (b) demonstration projects for **emerging [ ]** technologies **as defined in Article 66 and 67 of the Commission Regulation (EU) 2016/631**. [3.] [~~Where the total [capacity]~~ ~~**annual energy production**~~ ~~of [generating installations]~~ ~~**power generating facility**~~ ~~subject to priority dispatch under paragraph 2 is higher than 15 % of the total [installed generating capacity]~~ ~~**annual electricity production**~~ ~~in a Member State, [point (a) of paragraph 2 shall apply only to additional generating installations using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than 250 kW.]~~ ~~**this Member State may point (a) of paragraph 2 to power generating facilities commissioned after 31 December of the second year after the year in which the threshold has been reached.]**~~ **3a. For power generating facility commissioned as f**rom 1 January 2026, point (a) of paragraph 2 shall apply only to **power generating facilities [ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than **[ ]**50 kW **[ ]** 4. **[ ] Power generating facility** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration which have been commissioned prior to [OP: entry into force] and have, when commissioned, been subject to priority	**Artikle 11** **1. Dispatching of power generation facilities and demand response shall be transparent and in compliance the general principles of Article 1.** **2. [ ] Without prejudice to [Union State aid rules pursuant to] Articles 107 to 109 TFEU Member States may provide for electricity** generated **[ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration from small **[ ] power generating facility** or **power generating facility** using emerging technologies **to be granted priority dispatch.** ~~(a) **[ ] power generating facility** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than **[ ] 250** kW; or~~ ~~(b) demonstration projects for **emerging [ ]** technologies **as defined in Article 66 and 67 of the Commission Regulation (EU) 2016/631**.~~ [3.] **- Wir begrüßen die Streichung dieses Absatzes.** ~~**3a. For power generating facility commissioned as f**rom 1 January 2026, point (a) of paragraph 2 shall apply only to **power generating facilities [ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than **[ ]**50 kW **[ ]**~~ ~~4. **[ ] Power generating facility** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration which have been commissioned prior to [OP: entry into force] and have, when commissioned, been subject to priority dispatch under Article 15(5) of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council or Article 16(2) of Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council**continue to benefit from** priority dispatch. Priority dispatch shall no longer be applicable from the date where the **[ ] power generating facility** is subject to significant modifications, which shall be the case at least where a new connection agreement is required or the generation capacity is increased. **1** shall **[ ]**~~ ~~5. Priority dispatch shall not endanger the secure~~

dispatch under Article 15(5) of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council or Article 16(2) of Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council**continue to benefit from** priority dispatch. Priority dispatch shall no longer be applicable from the date where the **[ ] power generating facility** is subject to significant modifications, which shall be the case at least where a new connection agreement is required or the generation capacity is increased. **1** shall **[ ]** 5. Priority dispatch shall not endanger the secure operation of the electricity system, shall not be used as a justification for curtailment of cross-border capacities beyond what is provided for in Article 14 and shall be based on transparent and non-discriminatory criteria.	~~operation of the electricity system, shall not be used as a justification for curtailment of cross-border capacities beyond what is provided for in Article 14 and shall be based on transparent and non-discriminatory criteria.~~
Article 12 Redispatching 2. The resources **[ ]**redispatched shall be selected amongst generation**, storage** or demand facilities **[ ]** using market-based mechanisms and be financially compensated. **[~~Bids used for redispatching shall be excluded from setting the price in other timeframes.~~] Balancing energy bids used for redispatching shall be excluded from setting the balancing energy price in other timeframes in accordance with paragraph 1(b) of Article 30 of the Commission Regulation (EU) 2017/XXXX [Balancing].** 3. The responsible system operators shall report at least once per year to the competent regulatory authority on **[ ]** downward redispatching of **power generating facility [ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration [and on measures taken to reduce the need for such [curtailment or] downward redispatching in the future]. **[ ]** 4. Subject to requirements relating to the maintenance of the reliability and safety of the grid, based on transparent and non-discriminatory criteria defined by the competent national authorities, transmission system operators and distribution system operators shall: (a) guarantee the capability of transmission and distribution networks to transmit electricity produced from renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with minimum possible **[ ]** redispatching. That shall not prevent network planning from taking into account limited **[ ]** redispatching where this is shown to be more economically efficient and **unless otherwise provided by a Member State in which electricity from power generating facility using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration represents more than 50 % of annual gross final**	Article 12 Redispatching The resources **[ ]**redispatched shall be selected amongst generation**, storage** or demand facilities **[ ]** using market-based mechanisms and be financially compensated. **[~~Bids used for redispatching shall be excluded from setting the price in other timeframes.~~] Balancing energy bids used for redispatching shall be excluded from setting the balancing energy price in other timeframes in accordance with paragraph 1(b) of Article 30 of the Commission Regulation (EU) 2017/XXXX [Balancing].** 3. The responsible system operators shall report at least once per year to the competent regulatory authority on **[ ] up- or** downward redispatching of **power generating facility [ ]** using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration [and on measures taken to reduce the need for such [curtailment or] downward redispatching in the future]. **[ ] Curtailment or redespatching of generating instalations using renewable energy sources or high efficency cogeneration shall be subject to compensation persuant to paragraphe 6.** 4. Subject to requirements relating to the maintenance of the reliability and safety of the grid, based on transparent and non-discriminatory criteria defined by the competent national authorities, transmission system operators, ~~and~~ distribution system operators and producers shall: (a) guarantee the capability of transmission and distribution networks to transmit electricity produced from renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with minimum possible **[ ]** redispatching. That shall not prevent network planning from taking into account limited **[ ]** redispatching where this is shown to be more economically efficient and ~~**unless otherwise provided by a Member State in which electricity from power generating facility using renewable**~~

consumption of electricity, does not exceed 5 % of installed capacities using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration in their area;	~~**energy sources or high-efficiency cogeneration represents more than 50 % of annual gross final consumption of electricity,**~~ does not exceed 5 % of installed capacities using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration in their area;

Begründung:

Absatz 1
Da erneuerbare Energien sowohl Abgeregelt als auch Hochgefahren werden können, ergibt sich eine Redispatch Möglichkeit in beide Richtungen. Insofern sollte das Reporting ebenso für beide Richtungen vorgesehen werden.

Absatz 4
Da im liberalisierten Strommarkt nicht nur die Netzbetreiber sondern auch die Betreiber von Erzeugungstechnologien einen wesentlichen Beitrag zur Sicherheit im Stromsystem leisten können und die Anzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien (inclusive Speicher) zunimmt, ware es sinnvoll insbesondere in Abstimmung auf den nationalen Mix auch die Erzeuger in die Gestaltung des Umfeldes ein zu beziehen.

In Art. 11 und Art. 12 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO soll 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 250 kW, danach 50 kW) und Demonstrationsvorhaben vorgesehen.
Es ist grundsätzlich ist 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 derzeit 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.

Die IG Windkraft begrüßt aber ausdrücklich die Streichung des Absatzes 3 im Falle einer Beibehaltung der Einspeisevorrangsstreichung. Diese Zusatzeinschränkung des Einspeisvorranges für Kleinprojekte und Demonstrationsvorhaben 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% erneuerbare 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 einer voranschreitenden Marktkopplung werden auch Energiesysteme miteinander verknüpft die sich 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 wenn hinsichtlich 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 ebenso 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 sie jeweiligen Mitgliedsstaaten sollen, falls sie diesen aufgeben möchten, belegen, dass ihre jeweiligen Märkte „fit“ dafür sind, den Vorrang aufzugeben.[7]

→ 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.

[7] Buck, Hogan (2016); Assessing the Winter Package in Light oft he Energy Union Objectives, Regulatory Assistance Project/Agora Energiewende

Gemeinsam mit vielen anderen Organisationen und Institutionen werden auch hier einige Voraussetzungen für eine solche „Beweisführung“ für die Aufgaben 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) Regelenergiemärkte, die die absolut gleichberechtigte und transparente Teilhabe von erneuerbaren Energien ermöglichten
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) historische, 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 de Fakto 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 wie 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.
(4)

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 Disriminierungsfreiheit 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 marktbasiertem abwärt 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 unverhätlnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit gefährden wüden. 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 Verfütung von 90 % der entgangenen Nettoeinnahmen).

Insbesondere regelt Art. 12 nun die finanzielle Entschädigung im Falle von Redispatch oder Einschränkungen der Erzeugung neu. Durch das Streichen detailierter Berechnungsvorschriften bereits in Revision I ist das Eruieren der Entschädigung nun nicht mehr eindeutig geregelt und stellt vor allem in Verbindung mit dem Wegfallen des Einspeisevorranges für Erneuerbare-Energien-Betreiber eine signifikante Unsicherheit da. Als Grundlage sind objektive, transparente und nicht diskriminierende Kriterien vorgesehen, deren genaue Ausgestaltung aber unklar ist. Für eine notwendige Planungs- und Investitionssicherheit ist jedoch Klarheit hinsichtlich des Betriebs und der Erlöserwartungen unabdingbar notwendig.

Zwar ist in den neuerlichen Änderungen weiterhin vorgesehen, dass Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gewährleisten müssen, dass ihre Netze in der Lage sind, den aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Strom mit möglichst geringer Einschränkung zu übertragen. Einschränkungen dürfen jedoch Berücksichtigung finden, wenn sie sich als wirtschaftlich effizienter erweisen, 5 % der in ihrem Gebiet installierten Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen nicht überschreiten UND wenn der betroffene Mitgliedstaat mehr als 50% seines Bruttoendenergieverbrauches durch erneuerbare Energie abdeckt. Aufgrund des hohen Anteils an Ökostrom in

Österreich kommt diese Erleichterung österreichischen Produzenten nicht zu Gute. Durch die unklaren Rahmenbedingungen für die Aufgabe des Einspeisevorranges können sich durch die europäische Marktkopplung ebenso Einschränkungen für die heimische Erzeugung aufgrund fossiler oder nuklearer Erzeugung in Nachbarländern ergeben. Hierbei ist anzumerken, dass die Ausnahme und Bevorzugung von Mitgliedstaaten mit weniger Erneuerbarer Energie klar diskriminiert und Staaten mit hohem Erneuerbaren Anteil benachteiligt. Dies widerspricht dem Ziel der Europäischen Union, bis 2030 einen vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Markt zu schaffen sowie der Entwicklung in Richtung Dekarbonisierung. Zusätzlich ist ein Niveau von 50% völlig willkürlich gewählt und entspricht nicht den in der Richtlinie verankerten objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien.
Durch die mangelhafte Konkretisierung zur Sicherstellung objektiver, transparenter und nicht diskriminierender Kriterien wie auch durch die willkürlich gewählten Grenzwerte für die Einschränkung der Erzeugung, ergeben sich insbesondere für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen erhebliche Einschränkungen. Insbesondere Art. 12 Abs 6 ist hier hervorzuheben. Hier scheint die Europäische Kommission auf fossile bzw. nukleare Kraftwerke abzustellen, während Konkretisierungen für den Erlösentgang bei dargebotsunabhängigen Kraftwerken fehlen. Diese unterscheiden sich von brennstoffabhängigen Kraftwerken insofern, als sie die jeweiligen Investitionskosten über die Anlagenlebensdauer refinanzieren müssen und bei einem fehlenden Marktpreissignal diese Investkosten ohne Aufschlag auf den Marktpreis nicht refinanzieren können. Die aktuelle Regelung bezieht sich zwar auf den Marktpreis und eventuelle Brennstoffkosten, ignoriert aber, dass dargebotsabhängige Erzeugung auf Prämien oder ähnliche Instrumente angewiesen sind.

Article 13 *Definition of bidding zones* 1. Bidding zone borders shall be based on long-term, structural congestions in the transmission network and bidding zones shall **be defined in a manner to ensure efficient congestion management, overall market efficiency [~~not contain such congestions. The configuration of bidding zones in the Union shall be designed in such a way as to maximise economic efficiency~~**] and **to maximise** cross-border trading opportunities while maintaining security of supply. **1a. ENTSO for Electricity shall prepare a technical report on bidding zone configuration in accordance with Article 34 (2) of Regulation (EU) 2015/1222 every [3] years. Methods and results of the report shall be subject to the approval of the concerned regulators. In case this report reveals a structural congestion within one or more existing bidding zones, Member States concerned and the respective transmission system operators shall take all efforts to reduce this congestion within a period of [5] years from the date of the report. The relevant Member State shall define a national roadmap with a concrete timetable for adopting measures to reduce this congestion.**	*Article 13* *Definition of bidding zones* 1. Bidding zone borders shall be based on long-term, structural congestions in the transmission network and bidding zones shall **be defined in a manner to ensure efficient congestion management, overall market efficiency [~~not contain such congestions. The configuration of bidding zones in the Union shall be designed in such a way as to maximise economic efficiency~~**] and **to maximise** cross-border trading opportunities while maintaining network security. **1a. ENTSO for Electricity and the European Commission shall prepare a technical report on bidding zone configuration in accordance with Article 34 (2) of Regulation (EU) 2015/1222 every [3] years. Methods and results of the report shall be subject to the approval of the concerned regulators. In case this report reveals a structural congestion within one or more existing bidding zones, Member States concerned and the respective transmission system operators shall take all efforts to reduce this congestion within a period of [5] years from the date of the report. The relevant Member State shall define a national roadmap with a concrete timetable for adopting measures to reduce this congestion.**
Begründung: ENTSO-E ist ein Verband teilweise privatwirtschaftlich geführter, teilweise in staatlichem Interesse handelnder Unternehmen. Um Sicher zu stellen, dass die entsprechenden Vorschläge und Reportings im Sinne eines europäischen Strommarktes sind, sollte eine regelmäßige Evaulierung und enge Abstimmung durch und mit der Europäischen Kommission stattfinden.	
[9. By [*OP: please add specific date –three months after entry into force*] **to mitigate the risk of market fragmentation** the Agency shall provide a **best**	[9. By [*OP: please add specific date –three months after entry into force*] **to mitigate the risk of market fragmentation** the Agency shall provide a **best**

practice report [ ] on [the progressive convergence of] transmission and distribution tariff methodologies **while leaving sufficient room to take national specificities into account**. That [recommendation] **best practice report** shall address at least: a) the ratio of tariffs applied to producers and to consumers; (b) the costs to be recovered by tariffs; (c) time differentiated network tariffs; (d) locational signals; (e) the relationship between transmission and distribution tariffs, including principles relating to non-discrimination; (f) methods to ensure transparency in the setting and structure of tariffs; (g) groups of network users subject to tariffs, including tariff exemptions.] **The Agency shall update its report at least once every two years.**	**practice report [ ]** on [the progressive convergence of] transmission and distribution tariff methodologies **while leaving sufficient room to take national specificities into account**. That [recommendation] **best practice report** shall address at least: a) the ratio of tariffs applied to producers and to consumers; (b) the costs to be recovered by tariffs; (c) time differentiated network tariffs; (d) locational signals; (e) the relationship between transmission and distribution tariffs, including principles relating to non-discrimination; (f) methods to ensure transparency in the setting and structure of tariffs; (g) groups of network users subject to tariffs, including tariff exemptions.] **The Agency shall update its report at least once every ~~two~~ years~~.~~**
Begründung: Ein regelmäßiges Reporting ist insbesondere zu Beginn der Umsetzung neuer Prozesse notwendig. Insbesondere Berichte, die unterstützen die gesamte Entwicklung des europäischen Strommarkts mit Hinblick auf die Mitgliedsstaaten abzubilden helfen Barrieren abzubauen.	
Art 18 **Resource adequacy** **3b. Within one month from the date of the submission of the report refered to in paragraph 3a, the ENTSO for Electricity shall provide an evaluation whether the divergences are justified. In case the ENTSO for Electricity finds that the divergencies are justified, the Agency, at the request of the Commission, shall provide an opinion on the ENTSO for Electricity's evaluation within two month from the Commission's request.**	**Art 18** **Resource adequacy** **3b. Within one month from the date of the submission of the report refered to in paragraph 3a, the ENTSO for Electricity shall provide an evaluation whether the divergences are justified. This report shall be published on the ENTSO-E Homepage. In case the ENTSO for Electricity finds that the divergencies are justified, the Agency, at the request of the Commission, shall provide an opinion on the ENTSO for Electricity's evaluation within two month from the Commission's request.**
Begründung: Kapazitätsmechanismen sind im Kontext eines europäischen Strommarktes insbesondere bei falsch konfigurierten Strompreiszonen ein Problem der Schaffung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Strommarktes. Die Potentiale und Synergien der Marktkoppelung können nur unter besonders transparenten und nachvollziehbaren Voraussetzungen in vollem Ausmaß genutzt werden.	
Article 23 **Design principles for capacitiy mechanisms** 4. ~~[Generation capacity for which a final investment decision has been made after [OP: *entry into force*] [**operating for more than [X] hours per year]** shall only be eligible to participate in a capacity mechanism if its emissions are below 550 gr CO2/kWh. Generation capacity[**operating for more than [X] hours per year]** emitting 550 gr CO2/kWh or more shall not capacity mechanisms 5 **7** years after the entry into force of this Regulation~~]. **As of 31st December [2025] a generation capacity emitting more than 550 gr CO2/kWh of energy for which a final investment decision has been made after** [OP: *entry into force*]**, shall not**	**Article 23** **Design principles for capacitiy mechanisms** 4. ~~[Generation capacity for which a final investment decision has been made after [OP: *entry into force*] [**operating for more than [X] hours per year]** shall only be eligible to participate in a capacity mechanism if its emissions are below 550 gr CO2/kWh. Generation capacity[**operating for more than [X] hours per year]** emitting 550 gr CO2/kWh or more shall not capacity mechanisms 5 **7** years after the entry into force of this Regulation~~]. **As of 31st December [2025] a generation capacity emitting more than ~~550~~350 gr CO2/kWh of energy ~~for which a final investment decision has been made after~~** ~~[OP: *entry into force*]~~**, shall not**

receive payments, or commitments for future payments, under a capacity mechanism.	**receive payments, or commitments for future payments, under a capacity mechanism.**
Art. 23 Abs 4 beschreibt Emissionsgrenzwerte für fossile Kraftwerke die Kapazitätszahlungen erhalten dürfen. Dieser Grenzwert ist aktuell mit 550 g CO_2 / kWh vorgesehen. Allerdings sollte er im derzeitigen Vorschlag erst ab 2025 in Kraft treten und nur für Anlagen gelten, dessen entgültige Investmententscheidung zu einem derzeit noch nicht definierten Zeitpunkt abgeschlossen wurde. Ohne ein Bezugsjahr für die Inbetriebnahme der angesprochnen fossilen Kraftwerke ist eine Bewertung derzeit nicht möglich. Um einen großen Teil ineffizienter Kraftwerke abzudecken ist das Bezugsjahr zu streichen und ein Absolutwert von 350gr CO2/kWh einzuführen.	
Article 49 **Cooperation of distribution system operators** **1a. Distribution system operators are entitled to associate themselves through the establishment of a European Entity for Distribution system operators the EU DSO entity. The EU DSO entity shall fulfil the tasks and procedures foreseen by this Regulation in accordance with Article [51].**	**Article 49** **Cooperation of distribution system operators** **1a. Distribution system operators ~~have are entitled~~ to associate themselves through the establishment of a European Entity for Distribution system operators the EU DSO entity. The EU DSO entity shall fulfil the tasks and procedures foreseen by this Regulation in accordance with Article [51].**
Begründung: Die Einführung eines europäischen Gremiums für Verteilnetzbetreiber sollte, da hier eine wesentliche Möglichkeit zur Beeinflussung der europäischen Legislative gegeben ist, ein höchstmaß an Repräsentativität ergeben. Die freiwillige Mitgliedschaft lässt offen, wie diese Repräsentativität gegeben sein kann.	
Artile 51 **Tasks oft he EU DSO entity**	Ergänzung: Artikle 51 Tasks oft he EU DSO entity (g) shall strictly follow the purpose of ensuring that DSOs are infrastructure providers towards all their customers. This implies that customers can feed-in electricity as well as provide non-frequency ancillary services if benchmarked as more economic.
Begründung: Verteilnetze stellen eine wesentliche Infrastruktur für die Einspeisung von Energie aber natürlich auch für die Versorgung dar. Da diese meist monopolisierte Unternehmen darstellen, ist es notwendig, ihre Funktion deutlich und klar auf Infrastrukturanbieter zu konzentrieren die nicht nach privatwirtschafltichen Gesichtspunkten nach Ertragsmaximierung streben. Insofern sind auch Investitionen ins Verteilnetz, sofern durch Dritte günstiger zu erbringen, zu vermeiden.	
Article 56 **Amendments oft he network codes**	**Article 56** **Amendments oft he network codes** 6. The agency may set up a process where critical network codes or parts of a network code can be appealed during the period of the creation of the network code if there are divergences about the cost-benefit reasoning of the TSO/DSO body (as in Article 18/3b)
Begründung Im Rahmen der Erstellung der Network Codes sollte ein formaler Prozess vorgesehen sein, der eine Konfliktbehebung und Schlichtung unterschiedlicher Stakeholdergruppen, insbesondere Verbraucher/Erzeuger/Netzbetreiber vorsieht.	

Article 57 Guidlines 7~~5~~. ~~The Commission may adopt Guidelines on the issues listed in paragraphs 1, 2 and 3 of this Article. It may amend the Guidelines referred to in paragraph 4 of this Article, in accordance with the principles set out in Articles 15 and 16, in particular so as to include detailed Guidelines on all capacity-allocation methodologies applied in practice and to ensure that congestion-management mechanisms evolve in a manner compatible with the objectives of the internal market. Where appropriate, in the course of such amendments common rules on minimum safety and operational standards for the use and operation of the network, as referred to in Article 15(2) shall be established. Those measures, designed to amend non-essential elements of this Regulation by supplementing it, shall be adopted in accordance with the regulatory procedure with scrutiny referred to in Article 23(2).~~ When adopting or amending g~~G~~uidelines, the Commission shall: ðconsult the Agency, the ENTSO for Electricity**, the EU DSO Entity** and other stakeholders where relevant.	Article 57 Guidlines 7~~5~~. ~~The Commission may adopt Guidelines on the issues listed in paragraphs 1, 2 and 3 of this Article. It may amend the Guidelines referred to in paragraph 4 of this Article, in accordance with the principles set out in Articles 15 and 16, in particular so as to include detailed Guidelines on all capacity-allocation methodologies applied in practice and to ensure that congestion-management mechanisms evolve in a manner compatible with the objectives of the internal market. Where appropriate, in the course of such amendments common rules on minimum safety and operational standards for the use and operation of the network, as referred to in Article 15(2) shall be established. Those measures, designed to amend non-essential elements of this Regulation by supplementing it, shall be adopted in accordance with the regulatory procedure with scrutiny referred to in Article 23(2).~~ When adopting or amending g~~G~~uidelines, the Commission shall: ðconsult the Agency, the ENTSO for Electricity**, the EU DSO Entity** and other stakeholders ~~where relevant.~~ ï
Begründung: Die Einbindung aller Stakeholder sollte auf jeden Fall immer Teil einer Konsultation sein.	

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass folgende Punkte zur Neufassung der Elektrizitsbinnenmarkt-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie in der Version REV 2im Kontext des Winterpakets entscheidend sind:

- Grundsätzlich ist fragwürdig, dass derzeit mit den Leitlinien für staatliche Umweltbehilfen und den geplanten Regelungen im Clean Energy Package zwar intensive und detaillierte Regeln für erneuerbare Energien vorliegen, jedoch **keine konkreten Vorgaben für den Phase-out von fossilen und/oder nuklearen Großkraftwerken** getätigt werden.

- Die Kommission lässt wesentliche **marktbeeinflussende Elemente** völlig außer Acht. Es fehlt sowohl eine Lösung für die mangelnde Kostenwahrheit bei Kraftwerken (CO2 Preis / ETS Markt), als auch für den Umgang mit unflexiblen Großkraftwerken, die eine Preisbildung stören.

- **Der Wegfall des Einspeisevorrangs** erschwert erneuerbaren Energien Marktzugang bzw. kalkulierbare Refinanzierung – bei großen fossilen/atomaren Überkapazitäten gefährdet die Abregelung die Produktentwicklung/-platzierung und die Investitionssicherheit sowie eine Abschaffung des Vorrangs für Erneuerbare ist verfrüht.

- 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 Stillegungsfonds sowie der Haftungsfragen.

- Die Möglichkeit von **Kapazitätsmechanismen** dient der Rettung von Kohle und Atomstrom und verzögert den dringend nötigen Ausstieg von fossilen Überkapazitäten. Der geforderte EMPS (Emission Performance Standard) von 550 g/kWh ist zu hoch, wird erst ab 2026 schlagend und kann eine Wirkung so nur begrenzt entfalten.

- Transparente, faire und nicht diskriminierende **Berechnungsmethoden im Falle von Redispatching**.

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.

Die überwiegende Kraftwerkskapazität Österreichs basiert auf erneuerbaren Energien, daher 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.