

Stellungnahme zum Entwurf der SNE-VO 2018-Novelle 2026

14.11.2025

Zum Entwurf der Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 geändert wird (SNE-VO 2018 - Novelle 2026), erlauben wir uns, hiermit Stellung zu nehmen.

In den letzten Jahren ist der Anteil der von Erzeugern zu tragenden Kosten für Netzverluste in Österreich signifikant gestiegen. Im Rahmen der SNE-VO Novelle 2024 wurde vor dem Hintergrund der damals noch andauernden Energiekrise der Kostenbeitrag von Einspeisern zu den Netzverlustkosten von 20-25% auf 48% angehoben. Dieser Verordnungsentwurf zur Novelle 2026 setzt diese strittige Praxis nun auch außerhalb der Krise weiterhin fort. Die Beibehaltung der Steigerung ist sachlich und energiewirtschaftlich zu hinterfragen. Nach wissenschaftlichen und branchenspezifischen Erkenntnissen geht diese Praxis klar zu Lasten heimischer Erzeugungsanlagen und trägt zu steigenden Stromimporten aus dem Ausland bei.

Weiterhin ist die deutliche Veränderung der **Kostenwälzung** eine schwer kalkulierbare Größe, die für eine planbare und günstige Energieversorgung nicht zuträglich ist. Das insbesondere vor dem Hintergrund des 70% Ziels für das Übertragungsnetz im internationalen Stromhandel, das für Österreich als Transitland diskriminierend und kostensteigernd wirkt.

Zu § 5 Abs 1 Z 9: Regelbare Bezugsleistung

Gemäß dem vorliegenden Textentwurf sollen Beschränkungen durch den Netzbetreiber bis spätestens 11 Uhr des Vortages festgelegt werden. Für die Vermarktung von Batteriespeichersystemen ist dieser Zeitpunkt spät gewählt. Vertraglich sind Windkrafterzeuger oftmals zur Übermittlung von Verfügbarkeitsmeldungen an Vermarkter zur Abgabe von Geboten auf dem EPEX SPOT und Regelenenergiemärkten bis 9 Uhr des Vortages verpflichtet. Zudem müssen diese Gebote entsprechend vorbereitet werden, was zusätzlich Zeit in Anspruch nimmt. Eine Festlegung der Bekanntgabe auf 11h hätte einen weitgehenden Ausschluss der Anlagen von Regelleistungsmärkten zur Folge.

Wir ersuchen daher den Zeitpunkt der Bekanntgabe von Beschränkungen durch den Netzbetreiber bestenfalls mit einer Vorlaufzeit von 2 Tagen (48 Stunden) festzulegen. Zumindest ist eine Bekanntgabe der Einschränkung zumindest bis spätestens 6 Uhr des Vortages bekannt zu geben, um den Erfordernissen aus der Vermarktungspraxis ausreichend Rechnung zu tragen.

Einschränkungen der Bezugsleistungen sind strikt auf netztechnische Notwendigkeiten zu beschränken. Nur soweit Beschränkungen technisch notwendig und nachvollziehbar sind, sind sie auch gerechtfertigt.

Entsprechend schlagen wir folgende Anpassung vor:

§ 5 Abs 1 Z 9 [...] Der Netzbetreiber hat das Recht, bis spätestens 6 Uhr des Vortages eine Einschränkung der Bezugsleistung bis zum Gesamtausmaß der variablen Leistungsbereitstellung bekanntzugeben, sofern und soweit dies aus netztechnischen Gründen in nachvollziehbarer Weise geboten ist. [...]

Um bestmögliche Effizienz zu gewährleisten, sollte die gesamte Abwicklung zur Regelbaren Bezugsleistung möglichst schlank im Handling und der Administration ablaufen. Insbesondere sollte die Übermittlung der täglichen Beschränkungen möglichst automatisiert und jedenfalls in maschinell lesbarem Format erfolgen. Eine Verpflichtung zur Abwicklung auf Basis automatisierter Datenübertragung sollte in den Verordnungstext aufgenommen werden.

Die Einhebung von Netzverlustentgelten von Erzeugern ist unsachlich und standortschädigend

Die Einhebung von Netzentgelten von Stromerzeugern ist aus marktwirtschaftlichen, volkswirtschaftlichen und klimapolitischen Gründen unsachlich. Der wissenschaftliche Konsens und die internationale Erfahrung zeigen, dass die Nachteile einer solchen Belastung die wenigen theoretisch vorgebrachten Vorteile überwiegen.

Der Verband der europäischen Regulatoren und der Consultant Cambridge Economic Policy Advisors haben in der Vergangenheit auf die bei fortschreitender Marktkopplung und hoher Belastung der Erzeuger problematischen Effekte auf die Erzeugungsleistung hingewiesen.^{1 2} Die erstmalige Einführung von Netzverlustentgelt für Erzeuger im Jahr 2009 geschah damals mit der Intention, die Stromkunden kurzfristig, um ein paar Millionen Euro zu entlasten, trug jedoch langfristig dazu bei, dass die Stromimporte nach Österreich deutlich anstiegen und letztendlich die Strompreiszonentrennung eingeführt wurde, welche einen Anstieg der Strompreise in Österreich im Vergleich zu Deutschland zur Folge hat.

Die Allokation der Netzverlustkosten auf Erzeuger basiert auf der Annahme, dass damit Effizienzsteigerungen im Netz oder Anreize zur dezentralen Einspeisung entstehen. In der Realität wird der überwiegende Kostenanteil über den Strompreis an die Endverbraucher weitergegeben, und es gibt kaum einen echten Lenkungseffekt. Internationale Studien belegen, dass eine solche Umlage die Markteffizienz eher senkt als steigert. Praktisch zahlt letztlich der Endverbraucher, entweder direkt oder indirekt über weitergereichte Kosten.

Zur Frage, ob Anschlüsse von Erzeugern auch Verluste verursachen, ist weiters festzustellen, dass Erzeuger gleichzeitig auch verlustmindernd arbeiten bzw. arbeiten könnten (Bereitstellung von Blindleistung u. ä.). Wenn die Verursachung von Netzverlusten sanktioniert wird, sollte im Gegenzug dazu auch die Verringerung von Netzverlusten belohnt werden, ähnlich wie dies etwa in Deutschland geschieht.

Mengenabhängige Netzentgelte für Erzeuger führen also zu verzerrten, ineffizienten Einsatzentscheidungen bei Kraftwerken. Sie stellen eine variable Kostenkomponente dar, die nicht die tatsächlichen Netzbelastungen widerspiegelt. Dies kann die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Stromerzeugung beeinträchtigen da bspw. die Optimierung von Erzeugung und Nachfrage durch klare Preissignale unwirtschaftlich wird. Gerade für die Windkraft kann dadurch ein negativer Einsatz entstehen, im Winter Strom zu erzeugen bzw. kombinierte Betriebsweisen anzustreben.

Erzeuger sollten aus diesen sowie den unten angeführten Gründen von der Entrichtung von Netzverlustentgelt befreit werden. Jedenfalls sollte die Aufteilung der Kostentragung beim Netzverlustentgelt daher wie in der Vergangenheit wieder eingeführt werden.

Grundsätzlich sei festgehalten, dass die Kostentragung bei den Netzentgelten zu 52% über Erzeuger erfolgt und lediglich zu 48% von Verbrauchern. In Kombination mit den europaweit zweithöchsten Kosten für Erzeuger durch die G-Komponente ist die strukturelle Benachteiligung und Belastung der Erzeugung in Österreich nicht sachlich erklärbar und unfundiert. Wir möchten daher nachdrücklich festhalten, dass weitere Belastungen standortschädigend sind und darauf hinweisen, dass die Einhebung und Strukturierung der Netzentgelte ALLE Marktteilnehmer betrifft. Demzufolge sollten Tarifierung und Belastung der Erzeuger objektiv, nachvollziehbar und transparent unter Einbeziehung der Erzeuger erfolgen. Das ist derzeit nicht gegeben.

- **Aus folgenden, weiteren Gründen sind die exorbitant hohen Netzentgelte für heimische Erzeuger in Österreich abzulehnen:**

Wettbewerbsnachteil für heimische Erzeuger und erhöhte Stromimportabhängigkeit

- In vielen Nachbarländern Österreichs zahlen Stromerzeuger keine oder nur sehr geringe Netzentgelte. Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass sich Österreich damit einen unnötigen Standortnachteil verschafft. In den meisten

¹ ACER (2015); Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures – Conclusion and next steps; Brüssel.

² Cambridge Economic Policy Advisors (2015); Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures.

Nachbarländern sind solche Kosten entweder geringer, nicht vorhanden oder im Sinne einer Systemstärkung umgeschichtet worden.

- Durch die Einhebung der G-Komponente besteht in Österreich ein Wettbewerbsnachteil. Die Kosten heimischer Stromproduktion steigen und sie wird teurer als Energieimporte. Dies führt zur Verdrängung der Stromerzeugung aus bestehenden heimischen Anlagen sowie zu ineffizienten Einsatzentscheidungen.³
- In der Folge werden zunehmend günstigere ausländische Einspeiser in den österreichischen Markt vorgereicht. Dies erhöht nicht nur die Importabhängigkeit, sondern konterkariert auch den Anspruch, eine krisenfeste, resiliente und regional verankerte Energiewende voranzutreiben. Österreich würde sich so in wachsendem Maße auf volatile Einspeisung aus dem Ausland verlassen, statt in die eigene Versorgungssicherheit zu investieren.
- Auch der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber stellt fest, dass die Erhebung einer G-Komponente Einfluss auf die Merit Order hat und den Elektrizitätsbinnenmarkt beeinflussen kann. Die einseitige Belastung der österreichischen Erzeuger wird in Studien auch dokumentiert.⁴
- Gestützt wird dieses Erkenntnis weiters durch eine Studie der Europäischen Kommission, die die Belastung der Erzeuger im grenzüberschreitenden Stromhandel auf jeden Fall als negative Marktverzerrung bewertet.⁵
- Auch ein Bericht der EU-Agentur ACER hat jüngst die einspeisungsbezogenen Entgelte in den EU-Mitgliedsstaaten beleuchtet („injection charges“).⁶ Beinahe alle Nachbarländer von Österreich heben von Einspeisern keine Entgelte ein, Deutschland sieht sogar negative Entgelte bei systemdienlichem Verhalten vor (die Einspeiser erhalten also Zahlungen).⁷

Standortschädigend für die heimische Industrie und Wirtschaft

- Mehrkosten durch Einspeiseentgelte werden voraussichtlich beispielsweise über höhere Gebote an der Strombörse an die Verbraucher weitergegeben werden. Es gibt effektiv keine Entlastung. Zu erwarten ist aber, dass die Einspeiseentgelte zu größeren Teilen von Industriekunden und höheren Spannungsebenen getragen werden. Dies wird sich nachteilig auf die heimische Industrie und Wirtschaft auswirken.
- Langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) sollen zukünftig eine wichtige Rolle bei Investitionen in erneuerbare Energien spielen, indem sie Preiskalkulierbarkeit für industrielle Abnehmer sichern und Planungssicherheit für Projekte schaffen. Netzentgelte für Stromerzeuger unterminieren die wirtschaftliche Attraktivität und die Planungsbasis von PPAs für Industriebetriebe. Sie führen zu höheren Vertragskosten, sinkender Wettbewerbsfähigkeit und erschweren langfristige Investitionsentscheidungen – mit negativen Nebenwirkungen für Ausbauziele und Versorgungssicherheit.

Belastung der Energiewende und Hemmung von Investitionen

- Höhere Netzentgelte für Erzeuger wirken als Investitionshemmnis, insbesondere für erneuerbare Energien. Dies steht im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende und des Klimaschutzes, da der Ausbau heimischer Erzeugung erschwert wird und sich Investoren aus Österreich zurückziehen und ihre Projekte in andere EU-Staaten verlagern könnten.

Keine Entlastung der Endverbraucher, aber steigende Förderkosten

- Die zusätzlichen Netzkosten werden über den Strompreis letzten Endes an die Endverbraucher weitergegeben. Eine Beteiligung von Erzeugern an der Netzkostentragung betrachtet lediglich statische Effekte mit Blick auf die Netzentgeltzahlung, verkennt aber, dass eine solche Entgeltspflicht vielfältige Verhaltensänderungen auf Seiten der Erzeugungsanlagen verursachen kann. In der Konsequenz ergeben sich Wohlfahrtsverluste und komplexe Verteilungseffekte, so dass eine Entlastung von Endverbrauchern nicht sichergestellt ist oder sogar konterkariert wird.

³ Consentec (2024): Prinzipien der Tragung von Stromnetzverlustkosten in Österreich und anderen Ländern Europas, https://oesterreichs-energie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/Consentec_OE_Verlustkostentragung_20240221.pdf

⁴ Ecofys and eclareon (2018): Cross-Border Renewables Cooperation: Study on behalf of Agora Energiewende, vgl. insbesondere S. 29 und S. 34.

⁵ EU Kommission (2017); Study supporting the Impact Assessment concerning transmission tariffs and congestion income policies- Final Report; Brüssel.

⁶ ACER (2025): ACER report on network tariff practices, S. 26: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

⁷ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ): 1st Regulatory Working Group Meeting Injection tariffs (G-Component), 2024: https://energypedia.info/images/3/3d/Injection_Tariffs_brief_report_GIZ_2024.pdf

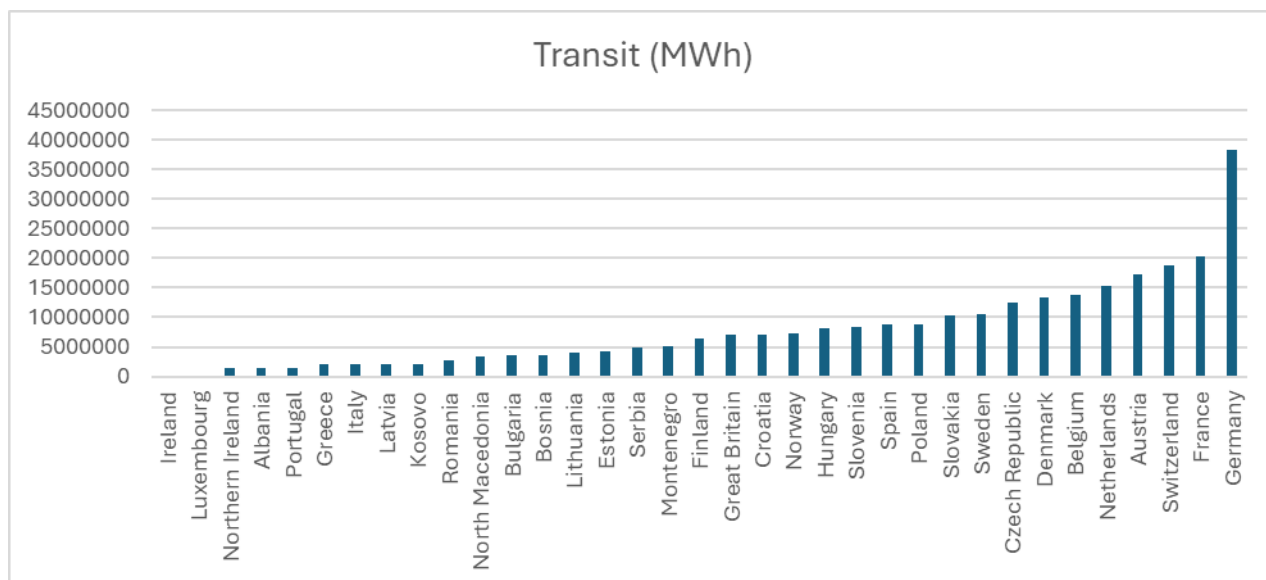
Erhöhte Netzkosten durch ITC Problematik:

Der ITC-Ausgleichsmechanismus (ITC = Inter-Transmission System Operator Compensation) ist ein europaweites System, das regelt, wie die Betreiber der nationalen Stromnetze untereinander Geld ausgleichen, wenn Strom über Landesgrenzen fließt. Wenn Strom von einem Land in ein anderes fließt, wird dafür nicht nur das Netz im Export- und Importland benutzt, sondern auch die Netze dazwischen. Diese „Transitländer“ tragen Kosten (z. B. Leitungsverluste, Netzbelastung), ohne selbst diesen Strom zu verbrauchen oder zu verkaufen. Darüber hinaus steigt der Netzausbaubedarf durch die auch damit zusammenhängende Verpflichtung, das EU-rechtlich vorgegebene 70%-Kriterium (Minimum Remaining Available Margin [minRAM]) zu erreichen (d.h. eine Freihaltung der Netzkapazitäten für den internationalen Handel). Dadurch wird es zu einem deutlichen Anstieg der Kosten für Netzengpassmanagement kommen.

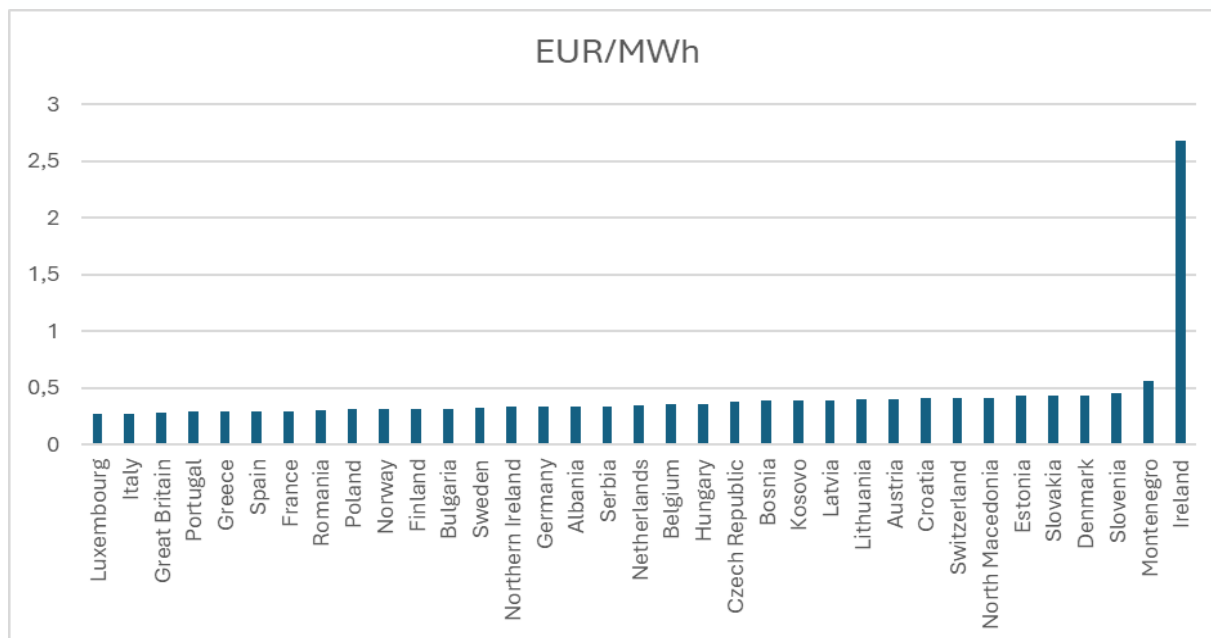
Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU 2019/943, Art. 16 Abs. 8) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zustellende Verbindungskapazität nicht beschränken dürfen, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Diese bisher übliche Praxis ist untersagt und gilt als erfüllt, wenn der Mindestwert des 70 %-Kriteriums der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erfüllt ist.

In Österreich wurden von der APG zwar alle möglichen Übergangsregelungen genutzt (in Form von Freistellungsanträgen), doch ist stufenweise dieses 70 %-Kriterium bis Ende 2025 zu erreichen. Dies führt zu deutlich mehr Vergabe von Leitungskapazität für den internationalen Handel als verfügbar ist. Somit ist absehbar, dass die durch die APG erforderlichen Interventionen und damit die Kosten sprunghaft steigen werden. Da deutlich mehr Netzkapazitäten für den Stromhandel freigegeben werden müssen, als eigentlich zur Verfügung stehen, muss dies durch Netzengpassmanagement abgedeckt werden.

Insgesamt war Österreich 2023 von einem Stromtransit von rund 17 Terawattstunden betroffen. Damit liegt Österreich an vierter Stelle in ganz Europa. Aufgrund der geografischen Lage Österreichs wird demnach sehr viel Strom in ganz Europa, insbesondere Süd- und Osteuropa verteilt.



Bei den Erlösen pro MWh Transitstrom liegt Österreich an zehnter Stelle in ganz Europa. Pro MWh fließen rund 0,4 Euro pro Megawattstunde (oder 0,04 ct/kWh) in den Netzausbau Österreichs.



Erzeuger in Österreich leisten einen Beitrag von mindestens 0,4 ct/kWh jährlich für das Stromnetz (d.h. das Zehnfache).

Ein durchschnittlicher Haushalt trägt mit 9,28ct/kWh die 230-fachen Kosten des Stromtransits. Ein durchschnittliches Industrieunternehmen trägt Kosten von etwa 5 ct/kWh (das 125-fache). Stromtransit bzw. -import wird also strukturell auch durch die niedrigen anteiligen Netzkosten deutlich bevorzugt. Wir bitten daher nachdrücklich an dieser Stelle aktiv zu werden, um heimische Erzeugung und Investitionstätigkeit nicht noch weiter zu belasten und zugunsten von Energieimporten zu verdrängen.

Wir ersuchen daher um Berücksichtigung, insbesondere bei der Umsetzung des Elektrizitätsbinnenmarkt-Pakets. Das Aufgreifen der genannten Punkte hilft Österreich sichere, leistbare und regionale Energieversorgung sicherzustellen und weiter auszubauen. Fehlen diese Schritte ist davon auszugehen, dass Österr

Für Rückfragen und weitere Gespräche stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Florian Maringer
Geschäftsführung
IG Windkraft Österreich