

Kommentare von Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) zum Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Ministerratsvortrag Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) In der Version wie es am 17.3.2021 den Ministerrat passierte

Vorbemerkung:

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) sollen bis 2030 zusätzlich 27 TWh Ökostrom in Österreich produziert werden. Dafür sollen auf Basis dieses Gesetzes pro Jahr 1 Mrd. Euro (wobei dieser Betrag im dreijährigen Mittel nicht überschritten werden darf) frei gemacht werden.

In Anbetracht der Dringlichkeit des Ökostromausbaus vor dem Hintergrund der Klimakrisenvorsorge und auch aus wirtschaftlichen Gründen (Konjunkturmotor, Vermeidung von Energieimporten, drohende Strafzahlungen bei Zielverfehlungen), **ist im Rahmen des Gesetzes sicher zu stellen, dass Österreich diesbezüglich jedenfalls auf dem Zielpfad bis 2030 bleibt.**

Es wird daher begrüßt, dass die Befassung des Hauptausschusses des Nationalrates für den Fall vorgesehen ist, dass durch die Kürzung der Fördermittel die Erreichung der Ziele gefährdet erscheint. **Die prioritäre Bedeutung der Zielerreichung sollte aber noch stärker verankert werden.**

Darum muss auch der Fokus in den Verhandlungen auf dem Ausbau liegen und darf nicht in eine einseitige Kostendebatte abgleiten. Jeder Euro, der im Rahmen des EAG ausgegeben wird, kommt vielfach zurück! In Form von Investitionen, Arbeitsplätzen, Steuereinnahmen für den Staatshaushalt, durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien und die Schaffung von Energieunabhängigkeit und somit einer besseren Handelsbilanz und durch vermiedene Strafzahlungen bei Zielverfehlung. Volkswirtschaftlich ist es sinnvoll, auch mehr als eine Milliarde Euro pro Jahr in erneuerbare Energien zu investieren. Die Gesamtfördermittelgrenze sollte jedenfalls an klare Berechnungsparameter bezüglich Marktpreise angebunden werden, damit hier Planbarkeit gegeben ist.

Positive Verbesserungen zur Begutachtung:

Allgemein zutreffend:

- **Einführung eines pauschalen Netzzutrittsentgelts** für Erzeugungsanlagen auf NE 3 bis 7 gestaffelt nach Anlagengröße (Anlagen bis 20 kW: 10 Euro pro kW, Anlagen bis 250 kW 15 Euro, Anlagen bis 1 MW 35 Euro, Anlagen bis 20 MW 50 Euro, Anlagen über 20 MW 70 Euro pro kW). Liegen die tatsächlichen Kosten für den Anschluss über 175 Euro pro kW, können die diesen Betrag überschreitenden Kosten dem Netzbenutzer gesondert in Rechnung gestellt werden. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall dem Netzbenutzer mit der Rechnung eine detaillierte

- Kostenaufstellung vorzulegen und darin auch zu begründen, warum ein Anschluss zu geringeren Kosten nicht möglich ist. (§ 54).
- Die ursprünglich vorgesehene Möglichkeit der Reduktion der jährlichen Erzeugungsleistung von Anlagen bis 250 kW⁸⁷ durch den Netzbetreiber von 3 Prozent wurde auf **1 Prozent der Jahreserzeugung** reduziert. Dieser Wert ist als oberstes Maximum zu sehen und darf nicht weiter angehoben werden, da jede Abregelung der Stromerzeugung zu vielschichtigen Konsequenzen führt (§ 54 Abs.5).
 - Die **Ermittlung des Referenzmarktwertes** und Auszahlung der Marktprämie erfolgen nunmehr zumindest für Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft **auf Monatsbasis** (§§ 13 und 14) Eine vergleichbare Änderung sollte auch für Biomasse erfolgen.
 - Die **Aussetzung der Marktprämie bei neg. Marktpreisen** gilt dann **nicht, wenn der Intraday-Preis in jenen mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden positiv** ist, die im vortägigen Handel negativ waren (§ 15).
 - Wechselmöglichkeit ins Marktprämiensystem: Die **Frist für Wechsel beträgt nun 2 Jahre**. Leider ist kein Anreiz zum Wechsel wie eine Managementprämie vorgesehen (§ 54)
 - **Zuweisung im Bedarfsfall:** Konkretisierung, dass die Ablehnung „zu marktüblichen Bedingungen“ erfolgte (§ 97).
 - Festlegung der Förderhöhe der Investitionszuschüsse – BM Digitalisierung ist weg, stattdessen nur BM Landwirtschaft (§ 58 Abs. 1)

Photovoltaik:

- Ausschreibungsmodell der **Marktprämie wird für Anlagen ab 10 kWp** ermöglicht (bisher 20 kWp) (§ 10)
- **Widmungsfreiheit für Freiflächen bis 100 kWp**, bei Marktprämie und Investitionszuschuss geschaffen (§ 33 und § 56 Abs. 7)
- **Investitionszuschuss steht für Anlagen ab 1 bis 1.000 kWp** zur Verfügung (bisher 500 kWp) (§ 56)
- **Definition der befestigten Fläche** wurde eingeführt (§ 5 Abs. 6)
- **Abschlag** der Förderhöhe der Marktprämie auf Anlagen **auf landwirtschaftlich genutzten Flächen/Flächen** im Grünland wurde reduziert (§ 33 und § 56 Abs. 7)

Wasserkraft:

- Die Fördermöglichkeiten des gesamten RAV über **Marktprämien bei Revitalisierungen** ist grundsätzlich positiv zu bewerten.

Biomasse:

- Im EAG wird nunmehr die gesamte technische Lebenszeit einer Anlage und das Potential bestimmter Anlagenteile zur Weiternutzung berücksichtigt. Durch die Vergabe einer Nachfolgeprämie bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres kann der Erhalt bestehender, voll funktionsfähiger Anlagen garantiert werden. Durch die **neue Regelung zum Repowering können bestehende Anlagen effizient modernisiert und kosteneffizient als Neuanlage weiterbetrieben** werden.

Biogas:

- **Streichung der einheitlichen 12-Monate-Nachfolgeprämienregelung** für bestehende Biogasanlagen und Einführung eines differenzierteren Modells, das neben der Entfernung zum nächsten Anschlusspunkt ans Gasnetz auch auf gewisse Mindestgrößen Rücksicht nimmt (§ 53 EAG).

- **Anpassung der Förderkriterien für neue Biogasanlagen:** Anhebung der Leistungsgrenze von neu zu errichtenden Biogasanlagen von 150kW auf 250kW. Streichung des verpflichteten Eigenstromanteils und Senkung der Mindestentfernung zum Gasnetz von 15 auf 10 Kilometer (§ 10 Abs. 1 Z 5 EAG).
- **Einführung einer Investitionsprämie** für die Umrüstung und die Errichtung von Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Gas (§§ 60, 61 EAG).
- Einführung einer Regel zur **Kostentragung für den Gasnetzanschluss** (§ 75 GWG).

Noch verbliebener wesentlicher Anpassungsbedarf

Allgemein zutreffend:

- Die Regelung, dass die **Aussetzung der Marktprämie bei neg. Marktpreisen** dann **nicht gilt, wenn der Intraday-Preis in jenen mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden positiv** ist, die im vortägigen Handel negativ waren (§ 15), sollte anstatt auf Stunden auf 1/4-Stunde Werte bezogen werden. Das würde Flexibilität zusätzlich anreizen und die Abrechnung erleichtern.
- Die vorgesehenen **Fristen zur Inbetriebnahme sind für alle Technologien (außer PV) zu kurz angesetzt** und sollten verlängert werden. Im Speziellen bei Wasserkraftwerken ist aufgrund durchschnittlicher Bauzeiten von zumindest 3 bis 5 Jahren eine Erhöhung der Fristen zur Inbetriebnahme auf zumindest 5 Jahre mit Option auf Verlängerung vorzusehen, aber auch bei den anderen Technologien sind die Fristen zu kurz bemessen. Zudem sollte ein Beeinspruchen durch Rechtsmittel eine Aussetzung der Fristen zur Folge haben. **Fristen sollen im Falle von Rechtsmitteln erst ab Rechtskraft zu laufen beginnen.**
- Die **Fernsteuerung, Smartmeter**, etc. wie an mehreren Stellen des Gesetzes vorgesehen, wird in einzelnen Materien-Gesetzen sowie den technischen Anschlussbedingungen ausreichend geregelt. **Eine Aufnahme in das EAG ist unnötig.**
- **Bei der Referenzmarktwertbestimmung** wird nicht auch **auf den Intraday-Preis abgestellt**, was insbesondere für die Windkraft und die Photovoltaik Aufgrund der spezifischen Charakteristik angebracht wäre, weil dieser Marktplatz einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat.
- **Mehrerlöse durch effiziente Stromvermarktung müssen als Anreiz für einen marktbasieren Anlagenbetrieb sowie reduzierter Risikoaufschläge beim Anlagenbetreiber bleiben.** Von einer Rückzahlen von Mehrerlösen – ab einer gewissen Anlagenleistung – ist daher abzugehen. Jedenfalls ist eine Technologiegleichbehandlung sicherzustellen.
- Bei **EE-Gemeinschaften ist nach wie vor nur eine Investitionsförderung zulässig**, nicht aber eine Förderung über Marktprämien.
- Die Neuregelung eines pauschalierten Netzzutrittsentgeltes in § 54 wird begrüßt. Aufgrund der Tatsache, dass der Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig und nicht gleichmäßig über das Bundesgebiet erfolgt, diese Anlagen jedoch zur Erreichung der nationalen Energieziele dienen, sollten die **Kosten für Anschluss und Netzverstärkung bundesweit verteilt** werden. Es sollte klar geregelt werden, dass die dem Netzbetreiber durch die pauschale Verrechnung entstehenden Kosten bei Festsetzung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen sind und dass eine bundesweite Aufteilung der Kosten nach Art der Kostenwälzung der Kosten des Höchstspannungsnetzes erfolgen muss.

- Die **Obergrenze** der pauschalen Netzzutrittsentgelte lt. § 54 sollte ebenfalls **nach Anlagengröße gestaffelt** werden.
- Ausschlaggebend, ob die in § 54 vorgesehenen pauschalen Netzzutrittsentgelte den zukünftigen Anlagenbetreibern tatsächlich Planungssicherheit bieten, ist welche Kosten damit abgedeckt werden. Eine möglichst genaue Formulierung ist erforderlich, um die bereits bestehenden Unklarheiten tatsächlich zu beseitigen und nachträgliche Kostenüberraschungen durch unplanbare weitere Entgelte zu unterbinden. Es bedarf daher im EIWOG einer **Klarstellung, dass der Verteilernetzbetreiber verpflichtet ist, die Erzeugungsanlage zu den Entgelten gemäß § 54 Abs. 4 mit seinem Verteilernetz zu verbinden und er nicht befugt ist, für diese Leistung vom Netzzugangswerber über das pauschale Netzzutrittsentgelt hinaus, bspw. unter dem Titel der Herstellung einer Anschlussanlage zum Netzzanschlusspunkt, weitere Zahlungen zu verlangen**. Jedenfalls muss die Darlegung der Kosten bzw. Kostenüberschreitungen (§54 Abs. 4) dem Projektwerber frühzeitig transparent bekannt gegeben werden, damit dieser eine realistische Abschätzung zu den Projektkosten anstellen kann.
- Es muss auch festgehalten werden, dass **die bereits bestehende Anschlussleistung** jedenfalls **ohne Kosten genutzt** werden darf.
- Im EIWOG braucht es zudem eine **Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Erstellung von Netzausbauplänen** und zum **zeitgerechten Ausbau**. Artikel 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, die bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen war, sieht verpflichtende Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre vor. Diese Verpflichtung muss im Rahmen des EAG-Pakets im EIWOG gesetzlich verankert werden.
- Auch braucht es Verbesserungen bei der Möglichkeit der **Direktleitung**.
- Wechsellmöglichkeit ins Marktprämiensystem mit einer **Frist von 2 Jahren ist noch etwas unklar formuliert**. Hier muss Bezug genommen werden auf den Beginn der Förderung anstatt auf die Inbetriebnahme, da etwa bei Revitalisierungen die Inbetriebnahme der Anlage viel weiter zurück liegt. Ebenso wäre ein Anreiz zum Wechsel wie eine Managementprämie zu begrüßen (§ 54).

Photovoltaik:

- **Sicherstellung von Chancengleichheit und Bürokratieabbau für PV-Kleinanlagen < 100 kW** durch die Schaffung gesonderter Ausschreibungsklassen für die wettbewerblich ermittelte Marktprämie und der Ausnahme von der Anzahlungspflicht von Sicherheiten als Voraussetzung zur Förderantragstellung. Kleinere PV-Anlagen können mit großen Anlagen im Wettbewerb nicht konkurrieren und sind mit der Zahlung von Sicherheiten mit unverhältnismäßig hohen Mehrbelastungen und vor allem Aufwand konfrontiert. Bereits bestehende straffe Fristen sind in diesem Anlagensegment ausreichend.
- Ausweitung der zugelassenen Flächenwidmungskategorien und Adaptierung des Zu-/Abschlagsmodells in der Förderhöhe, um das gesamte Flächenpotential zu nutzen.
Der unsachliche und willkürlich **vorgesehene Abschlag in der Förderhöhe der Marktprämie von PV-Anlagen auf lw. genutzten Flächen ist auf 10 % zu reduzieren**, um die ungerechtfertigte Benachteiligung von Freiflächen zu verhindern. Eine aktuelle Studie verdeutlicht, dass Freiflächen nicht per se günstiger sind als PV-Anlagen am Gebäude. Im gleichen Zug ist für **innovative Anlagen ein Förderzuschlag vorzusehen, um neue Anwendungen und damit neue Flächennutzungskonzepte zu forcieren**.

- Es braucht treffsichere und unbürokratische Investitionszuschüsse, um überbordenden Beratungs- und Abwicklungsaufwand zu verhindern: **Fixe Fördersätze für alle PV-Anlagengrößen anstatt einer Versteigerung der Förderung über selbstgewählte Angabe der Förderhöhe, Fortsetzung der Förderung von Nachrüstungen bestehender PV-Anlagen mit Stromspeichern. Anhebung der förderbaren Speicherkapazität auf 100 kWh** (anstatt der Limitierung auf 50 kWh) ohne Vorgabe einer Speicher-Mindestgrößen (um den Bedürfnissen der Nutzer entsprechen zu sein) sind wesentliche Punkte für den Erfolg der Investitionsförderung.

Windkraft:

- Es kommt der **konkreten Ausgestaltung der Standortdifferenzierung** eine entscheidende Bedeutung zu. Die Ausgestaltung des standortdifferenzierten Modells sollte sich am deutschen Referenzertragsmodell orientieren, diesbezüglich sollte bereits im Gesetzestext darauf Rücksicht genommen werden, dass an das deutsche Modell angeschlossen werden kann. Dass der Korrekturfaktor die Weiterverwendung bestehender Anlagenteile oder Infrastruktur oder Windmessung berücksichtigt, macht wenig Sinn. Sachgerecht wäre es vielmehr, neben dem Windertrag Parameter wie Projektgröße, forstliche Nutzung, Seehöhe und Akteursvielfalt als Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.
- Für die Windkraft ist ein jährliches Vergabevolumen bzw. Ausschreibevolumen von mindestens 400 Megawatt vorgesehen. Zur Erreichung des Ziels, den Gesamtstromverbrauch 2030 zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft bis 2030 um 10 TWh zu steigern, muss das jährlich vorgesehene **Vergabevolumen für Windkraft mindestens 500 MW anstelle von 400 MW betragen**. Dies ist insofern nötig, als in den nächsten zehn Jahren rund 1000 MW Leistung an alten Windkraftanlagen (mit rund 2 TWh Erzeugungskapazität) ersetzt werden müssen. Im Falle der Ausschreibung hat die Klimaministerin im Einvernehmen mit der Wirtschaftsministerin per Verordnung Termine und Volumina für Ausschreibungen festzusetzen. Das könnte sie nutzen, um mehr als 400 MW festzulegen. Für den Fall der Marktprämienförderung über Antrag ist diese Möglichkeit nicht ausdrücklich verankert.
- **Die Erneuerung von Windkraftanlage (Repowering) muss explizit in den Fördervoraussetzungen erwähnt werden.** Anders als bei anderen Technologien, z.B. Biomasse oder Kleinwasserkraft, fehlt bei der Normierung der Fördervoraussetzungen für den Erhalt der Marktprämie (§ 10) bei Windkraft das Repowering. Beim Repowering von Windparks werden in der Praxis alte Anlagen vollständig und inklusive Fundament abgebaut und durch neue Anlagen ersetzt, es handelt sich im Normalfall also um neue Projekte. Daher muss explizit gewährleistet werden, dass diese Projekte über Marktprämien gefördert werden können.
- Aus Sicht der Windkraft ist es essentiell, dass nicht nur wie geplant bis 2024 auf **Ausschreibungen verzichtet** wird, sondern auch darüber hinaus. Ausschreibungen bei der Windkraft haben in vielen Ländern in Europa zu groben Verwerfungen des Windkraftausbaus geführt.

Wasserkraft:

- Die Festlegung von **ökologischen Kriterien als Fördervoraussetzungen erscheint nach wie vor zu weitreichend und zudem zu unpräzise**. Wir stehen zu einer naturverträglichen Nutzung der Wasserkraft. Die österreichische Gesetzgebung zur Genehmigung von Wasserkraftwerken sieht hier schon sehr strenge Vorgaben vor. Daher ist eine zusätzliche Festlegung von Kriterien im EAG aus unserer Sicht nicht erforderlich.

Sofern Ökokriterien für die Wasserkraft dennoch erhalten bleiben, ist sicherzustellen, dass nur Anlagen von der Möglichkeit auf Förderung auszuschließen sind, die tatsächlich zu einer Verschlechterung führen.

- Die **Revitalisierungsdefinition** im Falle der Wasserkraft sollte nicht nur auf Leistungssteigerungen abzielen, sondern auch auf Systemdienlichkeit. Der Zubau von Speicher/Pumpspeicher, Schwarzstart-Fähigkeit, Inselbetriebsfähigkeit, etc. könnten hier mit umfasst werden. Des Nachweises einer Steigerung von 10 % bei Leistung oder Regelarbeitsvermögen für Anlagen kleiner 20 MW stellt eine weitere nicht nachvollziehbare Hürde dar. Diese wurde ursprünglich bei Investitionsförderungen zur Sicherstellung einer tatsächlichen Erzeugungssteigerung eingeführt. Da aber für Anlagen > 1 MW ohnehin mittels Marktprämie nur die tatsächlichen Leistungs- bzw. Erzeugungszuwächse gefördert werden, ist diese Hürde obsolet. Für kleinere Anlagen sollte Sie auf 5 % gesenkt werden. Anlagen mit Leistungssteigerungen über 50 % wie im Ökostromgesetz im Hinblick auf die Anzulegenden Werte wie Neuanlagen behandelt werden.
- Die Fördermöglichkeiten des gesamten RAV über **Marktprämien bei Revitalisierungen** ist jedenfalls für Anlagen mit einer Leistung von **bis zu 2 MW anzuheben**, anstatt der aktuell festgesetzten Leistungsgrenze von 1 MW

Biomasse:

- Im Kleinanlagenbereich unter 50 kW_{el} sollte die **Option einer Investitionsförderung (45% Fördersatz)** eingeführt werden. Österreichische Unternehmen haben auch für dieses Segment interessante Technologien entwickelt. Im EAG-Entwurf werden aber Biomasseanlagen bei den Investitionsförderungen nicht berücksichtigt Die Förderung ist eine Grundvoraussetzung für die Teilnahme an Erneuerbaren Energiegemeinschaften.
- Heimische Unternehmen haben Holzkleinkraftwerke in verschiedenen Größenkategorien von Haushalts- bis zu Industrieanlagen zur Marktreife gebracht. Um hier nicht ein Anlagensegment zu bevorzugen, ist für die Vergabe der Marktprämien über Förderantrag eine praxistaugliche Differenzierung in **Unterkategorien (0-50, 50-250, 250-500 kW_{el})** notwendig.
- Rohstoffbetriebene Anlagen werden bis zu 30 Jahre lang gefördert, können aber Rohstoffpreisschwankungen aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung der Förderung nicht an den Endkunden weitergeben. Um eine Unter- bzw. Überförderung auszuschließen, ist eine **Indexanpassung der Rohstoffkomponente** des anzulegenden Wertes unbedingt erforderlich.
- Die Produktion von **Grünem Gas auf Basis fester Biomasse soll im EAG mit Investitionsförderung unterstützt werden. Hier muss der Fördersatz auf 45 %** erhöht und die zeitliche Einschränkung (aktuell bis 2026) aufgehoben werden. Zusätzlich soll die Möglichkeit geschaffen werden, für eine begrenzte Anzahl von Anlagen (**Reallabore**) eine Betriebsförderung zu vergeben, um die Technologien an den Markt heranzuführen. Wasserstoff aus fester Biomasse soll **auch im Wasserstoffteil** des EAG förderfähig sein.
- Um Insolvenzen und unnötige Eintrittsbarrieren zu vermeiden und zur Vereinfachung, Vereinheitlichung und Erhöhung der Transparenz sollte für Biomasseanlagen vergleichbar zu den anderen Technologien der **Referenzmarktwert pro Kalendermonat ermittelt und veröffentlicht werden und die Anpassung der Marktprämie monatlich erfolgen.**
- Aktuell ist ein Wechsel in das EAG aus einem bestehenden Vertrag nur für Anlagen mit Einspeisetarif nach Ökostromgesetz möglich. **Biomasseanlagen die einen Nachfolgetarif nach Ökostromgesetz oder Biomasseförderungs-Grundsatzgesetz beziehen, können erst nach Ablauf der Vertragslaufzeit ins EAG wechseln.** Damit wird diesen Anlagen der Schritt in ein

zeitgemäßes Fördersystem unnötig erschwert. Dies ist kontraproduktiv für den Erhalt der Bestandsanlagen und für die geforderte stärkere Heranführung von Ökostromanlagen an den Markt.

Biogas:

- Nachfolgeprämienregelung für bestehende Biogasanlagen (§ 53 EAG): Bestehende Biogasanlagen ab 250 kW_{el}, die nicht mehr als 10km vom nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz entfernt sind, können nach Ende ihrer ÖSG-Vertragslaufzeit für 24 Monate eine Nachfolgeprämie erhalten und anschließend in die Gaseinspeisung wechseln. **Der Beginn des Fristenlaufs der 24-monatigen Nachfolgeprämienregelung sollte an den Vertragsabschluss zwischen BMK und der Servicestelle für erneuerbare Gase gekoppelt werden.** Erst ab dann besteht möglichst hohe Rechtssicherheit, dass es zur funktionsfähigen Umsetzung des österreichischen Grün-Gas-Systems kommt.
- Investitionsförderungen (§§ 59-62 EAG): Im Sinne der Sektorkopplung sollte bei Biogasanlagen auch die Errichtung eines Elektrolyseurs zur Methanisierung förderbar sein. Es ist deswegen die **Kombinationsmöglichkeit von Förderungen** (§ 60 und § 61 jeweils kombinierbar mit § 62) festzuschreiben. Damit der erwünschte Umstieg in die Gaseinspeisung rasch durchgeführt werden kann, sollte in § 60 eine **Vorziehregelung für die Fördermittel der Folgejahre vorgesehen werden.** Ebenso sollten im Zuge der Umstellung alle Möglichkeiten der Leistungssteigerung dieser Anlagen genutzt werden und daher **auch Erweiterungen im Zuge der Umrüstungen in die förderbaren Kosten einbezogen werden.** Weiter ist klarzustellen, dass **auch die Methanisierung förderbar ist.**
- Netzanschluss (§ 75 GWG): Die Übernahme der Netzanbindungskosten wird begrüßt. Der **Netzanschlussquotient sollte jedoch von 30 auf 60 Laufmeter pro Kubikmeter CH₄ vereinbarter jährlicher Einspeisemenge (60 lfm/m³CH₄-eq/h) erhöht werden.** Dadurch wird im Ergebnis eine Kohärenz mit der 10km-Entfernungsregel des § 53 EAG geschaffen.

Nachteilige und daher zurückzunehmende Veränderungen im Vergleich zum Begutachtungsentwurf

Allgemein zutreffend:

- Als Basis für die zu erzielenden 27 TWh wurde nun 2019 festgelegt, anstatt des im Begutachtungsentwurf vorgesehenen Jahres 2020. (§ 4 Abs. 4)
- Im Jahr des Inkrafttretens reduzieren sich die Vergabe- und Ausschreibevolumina je verstrichenen Monats um ein Zwölftel. Da wir so rasch wie möglich ausbauen müssen, muss **das volle Jahreskontingent auch im Jahr des Inkrafttretens** vergeben werden. Nur so kann das gesteckte Ziel für 2030 erreicht werden. (§ 100 Abs. 5)
- **Bewertung von Energie-Gemeinschaften (EEG):** anstatt einer Analyse der Hindernisse bei der Umsetzung von EEG soll bis 2023 eine Kosten-Nutzen-Analyse veröffentlicht werden, um deren Beteiligung an den Systemkosten zu evaluieren – Anstatt Verbesserungsmöglichkeiten soll die **Schädlichkeit von EEG ermittelt** werden.
- **Wegfall der Netzbetreiber-Verpflichtung zur Transparenz der vorhandenen Stromnetzkapazität auf Netzebene 5 und 6.** (§ 20 Abs. 1)

- **Entfall eines Höchstbetrags für Anzahlungen** zur Reservierung der Netzkapazität. Dafür kann sie jetzt der Netzbetreiber quasi frei festlegen. Das ist zu streichen, weil es eine strukturelle Benachteiligung kleiner BetreiberInnen darstellt. (Ursprünglich mit 10 % des Netzzutrittsentgelts beschränkt, § 20 Abs. 2)
- **Streichung der Veröffentlichungspflicht** von Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel (§ 7 Abs. 7) „Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum 15. Jänner jeden Jahres die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel für jede Technologie und Förderart auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.“
- **Verlängerung der Antwortzeit von Netzbetreibern** von 2 auf 4 Wochen, für Anlagen bis 20 kW (§ 17a Abs. 3)
- **Verschärfung der Ungleichbehandlung von gemeinschaftlich betriebenen Stromspeichern**, da neben Pumpspeicherkraftwerke nun auch Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff und Anlagen zur Netzreserve von der Zahlung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale ausgenommen werden. Gemeinschaftlich betriebenen Stromspeicher erhalten diese Erleichterung nicht (§ 5, § 73 Abs. 1, § 76 Abs. 1)

Photovoltaik / Stromspeicher:

- **Über-Renditen durch Marktprämien müssen bereits ab 1 MW-Anlagen** zurückgezahlt werden, statt bisher 2 MW (§ 11 Abs. 6). **Verschärfte Ungleichbehandlung zu Windkraftanlagen** wo Über-Renditen erst ab 20 MW zurückgezahlt werden müssen (§ 11 Abs. 6).
- Reduktion der mind. Fördercalls bei Investförderung von 3 auf 2 (§ 56 Abs. 5)

Windkraft:

- Die **Standortdifferenzierung** bei Windkraft: Der Korrekturfaktor kann die Weiterverwendung bestehender Anlagenteile oder Infrastruktur oder Windmessung berücksichtigen.

Wasserkraft:

- Die **ökologischen Ausschlusskriterien** im Bereich der Wasserkraft werden im Vergleich zum Begutachtungsentwurf nun **auch für Revitalisierungen angewendet**, was weitere Einschränkungen bei der Erreichung der Ausbauziele bedeutet und die Sicherung des Bestandes gefährdet und gerade jene Anlagen mit den geringsten Auswirkungen von der Förderung ausschließen.
- Die **Option auf Investitionsförderung wurde für die Kleinwasserkraft gestrichen**. Eine gravierende Folge davon ist, dass somit ist die Wasserkraftnutzung für Energiegemeinschaften defakto ausgeschlossen ist. Auch für Gewerbe- und Industriebetriebe entstehen so nicht sinnvolle Nachteile. Das Optionssystem für Investitionszuschüsse hat sich jedoch in der Vergangenheit bewährt, eine Option auf Investitionsförderung ist auch bei allen anderen Technologien vorgesehen und daher auch für Kleinwasserkraftanlagen bis zu einer Leistungsgrenze von 2 MW festzulegen.