

Erneuerbaren-Ausbau-Paket Stellungnahme

27.10.2020

Zum Erneuerbaren-Ausbau-Paket erlauben wir uns, wie folgt Stellung zu nehmen:

Zusammenfassung

Mit dem EAG – Begutachtungsentwurf wurde grundsätzlich eine gute und ambitionierte Grundlage für den raschen Ausbau erneuerbarer Energien vorgelegt, wobei im Rahmen der weiteren Gesetzgebung noch einige Details zu schärfen sind.

- **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. Um das ambitionierte Ziel, die Stromversorgung 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken, erreichen zu können, sollte auf Ausschreibungen bei der Windkraft gänzlich verzichtet werden.
- Weiters kommt der **Ausgestaltung der Standortdifferenzierung** entscheidende Bedeutung zu. Die Ausgestaltung des standortdifferenzierten Modells sollte sich am deutschen Referenzertragsmodell orientieren.
- 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 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.
- Entscheidend ist, dass **die tatsächliche Erreichung der Energieziele im Vordergrund steht und die dafür erforderlichen Mittel bereitgestellt werden** und nicht irgendeine Form einer verpflichtenden Begrenzung der Unterstützungsvolumina die Ziele unterminieren kann. Außerdem müssen bei Abweichung vom Zielpfad rasch Maßnahmen ergriffen werden können, um die Zielerreichung zu gewährleisten.
- **Ausgestaltung des Marktprämiensystems:** Die Berechnung des Referenzmarktwerts sollte für denselben Zeitraum durchgeführt werden, für den die Marktprämie ausbezahlt wird. Aus administrativen Gründen (Clearing-Perioden, Liquidität) ist eine **monatliche Abrechnung und Auszahlung** für Windkraft, PV und Wasserkraft zu bevorzugen. Weiters sollte man bei der Berechnung des Referenzmarktwerts auch auf den **Intraday-Börsepreis** abstellen, weil dieser Marktplatz einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat. Die Details der Abrechnung, Ausbezahlung der Marktprämien, sowie der dafür erforderlichen Datenlieferungen müssen gut durchdacht und klar geregelt werden. Der Datenfluss ist klar zu regeln, ein Abgleich von Daten zwischen EAG-Abwicklungsstelle und Stromhändlern erforderlich.
- Bisher besteht in § 6 ÖSG ein unbedingtes Recht auf Netzanschluss für Ökostromanlagen. Der Netzanschluss erneuerbarer Energieanlagen wird entscheidend sein für den erfolgreichen Ausbau. Dieser unbedingte Anspruch auf Netzanschluss muss daher weiter bestehen bleiben oder eine zumindest gleich gute Anspruchsgrundlage geschaffen werden. **Eine faire Regelung der Tragung der maximalen Kosten für den Netzzugang ist für alle Einspeiser durch ein anschlussbezogenes Pauschalentgelt vorzugsweise in Euro pro Kilowatt Leistung (technologieneutral) festzulegen. Anreize bzw. Verpflichtungen der Netzbetreiber zu einem bedarfsgerechten Ausbau der Netze in Ansehung der Energieziele sind bedeutsam.**

Zum Verständnis dieses Dokuments: In den Kapiteln A bis C greifen wir einige Schwerpunkte heraus. Im Kapitel D legen wir alle Anmerkungen und **konkrete Formulierungsvorschläge für Änderungen** der einzelnen Bestimmungen in fortlaufender Reihenfolge vor.

A EAG

1. Ziele und Potential

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- Ziel des Gesetzes ist es gemäß § 4 Abs 2, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Zur Erreichung dieses Zielwertes für das Jahr 2030 ist gemäß § 4 Abs 4 ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh zu steigern. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen.
- Für die Windkraft ist ein jährliches Vergabevolumen von mindestens 400 Megawatt vorgesehen (in § 47 Abs 2 als jährliches Vergabevolumen; in § 40 als jährliches Ausschreibungsvolumen im Falle von Ausschreibungen ab 2024).
- Die für Förderungen nach dem EAG und dem Ökostromgesetzes 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel sollen im dreijährigen Mittel eine Milliarde Euro nicht übersteigen. Kommt es zu einer Überschreitung dieser Grenze, ist laut § 7 eine anteilige Kürzung der kommenden Förderkontingente vorgesehen. Wenn die Zielerreichung gefährdet ist, hat die Klimaschutzministerin den Hauptausschuss des Nationalrats zu befassen, der zu entscheiden hat, ob die Kürzungen vorgenommen werden oder davon abgesehen wird.

Forderungen:

- § 40 und § 47: 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 bzw. Ausschreibungsvolumen **für Windkraft 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.
- § 7: Entscheidend ist, dass **die tatsächliche Erreichung der Energieziele im Vordergrund steht und die dafür erforderlichen Mittel bereitgestellt werden** und nicht irgendeine Form einer verpflichtenden Begrenzung der Unterstützungsvolumina die Ziele unterminieren kann. Die Befassung des Hauptausschusses ist insofern eine gangbare Vorgehensweise. Es ist jedoch bereits jetzt gesetzlich zu verankern, dass nach Durchführung einer anteiligen Kürzung auch wieder eine anteilige Anhebung der Förderkontingente vorzunehmen ist, wenn die Milliardengrenze wieder unterschritten wird. Abs 1 sollte wie folgt ergänzt werden: „Sollte es zu einer Kürzung kommen und nicht gemäß Abs 5 davon abgesehen werden, ist von dieser wieder Abstand zu nehmen und die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel sind entsprechend anzuheben, sobald die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und nach dem ÖSG 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel den Betrag von einer Milliarde Euro wieder unterschreiten.“
- § 4 Abs 1: Abs 1 sollte wie folgt ergänzt werden: „die Stabilität der finanziellen Förderung im Sinne von Art 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu gewährleisten.“

2. Definitionen und Fördervoraussetzungen

Forderungen:

- § 5: Klarstellung der Abgrenzung von „Erweiterung“ (Z 19) und „Repowering“ (Z 35): Die Abgrenzung der Definitionen von „Erweiterung“ (Z 19) und „Repowering“ (Z 35) ist unklar. An „Repowering“ werden in der Folge keine Rechtsfolgen geknüpft. Wenn ein bestehender Windpark vollständig abgebaut und im Rahmen des bestehenden Zählpunkts neue Anlagen errichtet werden, würde dies unter die Definition von „Repowering“ fallen. § 10 Abs 1 Z 2 sieht jedoch vor, dass nur neu errichtete Anlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen durch Marktprämie förderfähig sind. Hier ist daher auch das Repowering von Anlagen einzubeziehen. Dies gilt auch für § 20 Z 7.
- § 5 Abs 1 Z 14 und Z 15: Eine Befreiung ist auch für Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff, synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte sachgerecht.
- § 5 Abs 1 Z 12 sollte lauten: „Engpassleistung“ die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung im 24 Stundenmittel der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen, bei Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (Leistung in kWpeak) als Engpassleistung;“
- § 5: es sollte eine eigene Definition gesetzlich verankert werden: „virtueller Zählpunkt“ Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird“
- § 8: „zuständige Behörden“ ist zu allgemein und sollte konkretisiert werden.
- § 10 Abs 1 Z 2: Es muss „neu errichteten Windkraftanlagen sowie Erweiterungen und Repowering von Windkraftanlagen“ heißen.
- § 20 Z 7: Es sollte heißen: „einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;“

- § 44 Abs 5: Es sollte heißen: „Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;“

3. Ausgestaltung des Marktprämienmodells

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- Als Standard-Fördermodell für die Betriebsförderung ist das Marktprämienmodell vorgesehen, also eine Direktvermarktung des Ökostroms, bei welcher der Erzeuger seinen Ökostrom selbst vermarktet und zusätzlich eine Marktprämie pro Kilowattstunde als Förderung erhält. Die Förderhöhen werden bei Windkraft bis 2023 mittels Verordnung festgelegt. Bis Ende 2023 sind Zielerreichung und Fördermodelle zu evaluieren. Wenn dieser Evaluierungsbericht erwarten lässt, dass eine Ausschreibung effizientere Ergebnisse als die administrative Vergabe der Förderung erwarten lässt, sind die Fördermittel ab 2024 durch Ausschreibungen zu vergeben.
- Vorgesehen sind gleitende Marktprämien, die sich als Differenz aus einem anzulegenden Wert (welcher verordnet oder durch Ausschreibung bestimmt wird) und - bei Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft - dem Referenzmarktwert der jeweiligen Technologie definieren. Der Referenzmarktwert bildet den tatsächlichen Marktwert der verschiedenen Technologien auf dem Strommarkt ab und wird quartalsweise ermittelt.

Forderungen:

- Zu § 9: § 9 Abs 2 sollte lauten: „Die Marktprämie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem Referenzmarktpreis für Strom gemäß § 12 bzw. dem Referenzmarktwert für Strom gemäß § 13 für eine bestimmte Dauer auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.“

Da aktuell keine Regelung für den Fall der Abgabe elektrischer Energie aus mehreren Anlagen bzw. Anlagenteilen getroffen wird, sollte § 9 Abs 2 noch ergänzt werden wie folgt: „Der Anspruch auf Marktprämie besteht auch, wenn der Ökostrom vor der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Ökostrommenge, die aus dem Stromspeicher in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.“

Erfolgt die Abgabe elektrischer Energie in das Netz aus mehreren Anlagen oder aus mehreren Teilen einer Anlage und/oder aus mehreren Speichern über nur einen Zählpunkt, so ist von einer Zusammensetzung der Einspeisung entsprechend dem Anteil der Engpassleistung jeder Anlage und/oder jedes Speichers an der gesamten Engpassleistung aller angeschlossenen Anlagen, Anlagenteile und/oder Speicher auszugehen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist die Herkunft des Ökostroms aus einer bestimmten Anlage oder einem bestimmten Speicher explizit nach, beispielsweise durch Stillstandsprotokolle einzelner Anlagen, Schaltzustände dieser Anlagen oder durch Messergebnisse mittels virtueller Zählpunkte. Auf Verlangen eines Anlagenbetreibers sind virtuelle Zählpunkte einzurichten.“

- § 10 Abs 1 Z 2: Es muss „neu errichteten Windkraftanlagen sowie Erweiterungen und Repowering von Windkraftanlagen“ heißen.

- § 11 Abs 3 und § 13: Die Berechnung des Referenzmarktwerts sollte für denselben Zeitraum durchgeführt werden, für den die Marktprämie ausbezahlt wird. Aus administrativen Gründen (Clearing-Perioden, Liquidität) ist eine monatliche Abrechnung und Auszahlung für Windkraft und PV zu bevorzugen. Im Wortlaut ist daher auf das Monat anstatt auf das Quartal abzustellen.

- § 11 Abs 5 und Abs 6: Die Schwelle für Windparks sollte auf 30 MW angehoben werden.

- § 12 und § 14: § 12 Abs 2 legt fest, dass für die Ermittlung des Referenzmarktpreises auf den Mittelwert aller Stundenpreise des letzten Kalenderjahres abzustellen ist. § 14 Abs 2 normiert, dass die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 12 ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres zu erfolgen hat. Eine Zusammenschau beider Bestimmungen zeigt, dass unklar ist, ob nun der Referenzmarktpreis des letzten Jahres oder der Preis des vorletzten Jahres gemeint ist.

- § 13: Man sollte auch auf den Intraday-Börsepreis abstellen, weil dieser Markt einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat. Das Ausmaß jenes Anteils, der im kurzfristigen Intraday-Markt zur Vermarktung kommen wird, wenn die Förderung über Marktprämien erfolgt, zeigt sich auch am Verhältnis von Fahrplanabweichungen (Intraday-Markt) zu den Fahrplangmengen (Spotmarkt) von etwa 20 % zu 80 % (entsprechend der von der APG für die

Regelzone veröffentlichten Daten). Ergänzungsvorschlag zu § 13: „Für jede Stunde eines Kalendermonats wird ein Mischpreis aus dem Day-Ahead-Börsepreis und dem Intraday-Börsepreis gebildet. Der Day-Ahead Börsepreis wird mit 80 % und der Intraday-Börsepreis mit 20 % gewichtet.“

- § 14: Der in § 14 Abs. 2 und 3 genannte Termin (15. Jänner bzw. 15. des darauffolgenden . . .) ist ungeeignet, da zu diesen Zeitpunkten das Clearing des Vormonats nicht abgeschlossen ist, es sollte daher auf das Ende des Monats abgestellt werden. Grundsätzlich sollte jedoch die Abrechnung der Marktprämie monatlich erfolgen, damit wäre keine Akontierung erforderlich, sondern die Marktprämie könnte immer am Ende eines Monats für das Vormonat ausbezahlt werden.

- § 15: Die Marktprämie sollte dann nicht für einen Zeitraum auf null gesetzt werden, wenn zwar der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (etwa aufgrund eines Kraftwerksausfalls), damit ein Anreiz besteht, in so einem Fall des Bedarfs an elektrischer Energie Erzeugungsanlagen laufen zu lassen.

- §§ 11 bis 15: Die Details der Abrechnung sowie Ausbezahlung der Marktprämien sowie der dafür erforderlichen Datenlieferungen müssen gut durchdacht und klar geregelt werden. Der Datenfluss ist klar zu regeln, ein Abgleich von Daten zwischen EAG-Abwicklungsstelle und Stromhändlern ist erforderlich.

- § 45 Abs 3 legt fest, dass der anzulegende Wert für jedes Kalenderjahr zu bestimmen ist, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind. Daraus ergibt sich nicht klar, ob sich diese Neubestimmung bzw. Anpassung nur auf Neuansträge bezieht oder aber auch auf bereits abgeschlossene Förderverträge (was eine Anpassung während der Förderdauer bedeuten würde). Hier sollte klargestellt werden, dass nur Neuansträge betroffen sind und nicht bestehende Förderverträge.

- § 45 Abs 3 sieht vor, dass Anträge, die nicht zum Zug kommen, nicht mehr gereiht werden. Hier sollte eine Reihung für eine gewisse Frist (zumindest für das Folgejahr) vorgesehen werden.

- § 46 Abs 2 Z 2: Es sind auch Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. § 46 Abs 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen.“

- §§ 43 und 47: Inbetriebnahmefristen: § 43 und § 47 sehen als Inbetriebnahmefrist 24 Monate vor, diese kann zwei mal um 12 Monate verlängert werden, wenn die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht im Einflussbereich des Bieters liegt. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollten diese Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, zB durch Einfügung des Satzes: „Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

- § 93 Abs 1 Z 1 sollte lauten:

§ 93. „(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die

1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt oder Verträge zu angesichts der aktuellen Marktsituation unzumutbaren Konditionen angeboten haben,“

4. Ausschreibungen für Windkraft

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- Die Förderhöhen werden bei Windkraft bis 2023 mittels Verordnung festgelegt. Bis Ende 2023 sind Zielerreichung und Fördermodelle zu evaluieren. Wenn dieser Evaluierungsbericht erwarten lässt, dass eine Ausschreibung effizientere Ergebnisse als die administrative Vergabe der Förderung erwarten lässt, sind die Fördermittel ab 2024 durch Ausschreibungen zu vergeben.

Forderungen:

- § 39: Angesichts der Erfahrungen mit bestehenden Ausschreibungssystemen 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. Um das ambitionierte Ziel, die Stromversorgung 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken, erreichen zu können, sollte auf Ausschreibungen bei der Windkraft gänzlich verzichtet werden.

International gibt es keine brauchbaren Beispiele für dauerhaft funktionierende Ausschreibungen bei Windkraft an Land, die volkswirtschaftlich effizient die gesteckten Mengenzielsetzungen erreichen. In der Praxis haben Ausschreibungen immer wieder zu einem Einbruch des Ausbaus geführt, was etwa aktuelle Ergebnisse in Deutschland und Frankreich zeigen. Mittlerweile liegen auch Studien vor, die Ausschreibungen bei der Fördervergabe sehr kritisch beleuchten. Insbesondere auf einem kleinen, begrenzten Markt mit wenigen Akteuren wie dem österreichischen ist mit keinen zufriedenstellenden Ergebnissen zu rechnen. Angesichts des raschen Handlungsbedarfs und der hohen Ausbauziele darf das Fördersystem nicht zum Versuchslabor werden.

Besonders problematisch sind technologie neutrale oder technologieübergreifende Ausschreibungen für die Vergabe von Fördermitteln für Strom aus erneuerbaren Energieanlagen. Hier gibt es erst wenig praktische Erfahrungen. Technologie neutrale Ausschreibungen stehen allen Technologien zur Verfügung, technologieübergreifende hingegen adressieren einige ausgewählte Technologien. Es zeigt sich, dass bei solchen Ausschreibungen noch mehr Unsicherheit besteht als bei technologiespezifischen Ausschreibungen. Die Verunsicherung der Investoren ist besonders hoch, die Planbarkeit für Netzbetreiber erschwert, die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesign ist noch anspruchsvoller.

Das EU-Recht hat zwar eine starke Präferenz für Ausschreibungen, es gibt jedoch Ausnahmemöglichkeiten. Eine Vergabe der Fördermittel für Windkraft ohne Ausschreibungen ist EU-rechtlich möglich. Die IG Windkraft hat im August 2020 ein Memo der Rechtsanwaltskanzlei Eisenberger & Herzog vorgelegt, warum in Österreich von verpflichtenden Ausschreibungen abgesehen werden kann. Ergebnis: „Die Renewable Energies Directive RED II verlangt eine Förderung auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise. Aus beihilferechtlicher Sicht sehen die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (Leitlinien) vor, dass für Betriebsbeihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich eine Ausschreibung durchzuführen ist, es sei denn, es liegt (zumindest) einer von drei in Rz 126 der Leitlinien genannten Ausnahmetatbeständen vor. Unseres Erachtens kann aufgrund diverser Besonderheiten am österreichischen Markt für Windkraftprojekte von einer Ausschreibungspflicht abgesehen werden. Zum einen kann den Vorgaben der RED II durch eine administrative Fördervergabe (ohne Durchführung einer Ausschreibung) besser entsprochen werden. Zum anderen sind sämtliche Ausnahmetatbestände der Leitlinien erfüllt (wobei es bereits ausreicht, wenn nur ein einziger Ausnahmetatbestand erfüllt ist). Die Europäische Kommission hat in zahlreichen Entscheidungen zur Förderung von erneuerbarer Energie bereits das Vorliegen eines Ausnahmetatbestandes nach den Leitlinien bejaht.“¹

- § 18: Unklar ist, warum im Rahmen einer Ausschreibung Höchstpreise verordnet werden sollen, entweder man vertraut dem Markt oder man vertraut ihm nicht. Zu § 18 Abs 2: Der aktuelle Entwurf führt durch seine Vorgaben im Ergebnis dazu, dass bei Festlegung des Höchstpreises der Preis eines kosteneffizienten, modernen Projekts als Höchstpreis festgelegt wird. Wenn tatsächlich ein Höchstpreis realistisch festgelegt werden soll, dann wäre der so ermittelte Preis jedoch deutlich zu erhöhen. Es sind außerdem Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. Weiters ist es auch ungerechtfertigt, nur auf die Kosten des Betriebs abzustellen und die Kosten der Entwicklung der Anlagen nicht abzubilden. § 18 Abs 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen.“

- Zu § 43: 24 Monate sind für die Inbetriebnahme zu kurz gegriffen. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollte diese Frist von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, zB durch Einfügung des Satzes: „Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

¹ Eisenberger & Herzog, Rechtliche Analyse zur Ausschreibungspflicht für Ökostromförderungen von Windkraftanlagen in Österreich, 25.08.2020, zum Download auf https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1044174,

5. Standortdifferenzierung der Förderung

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- § 42 schafft eine Verordnungsermächtigung, welche es der Klimaschutz-Ministerin in Einvernehmen mit der Landwirtschaftsministerin ermöglicht, eine Differenzierung der Förderung nach Standorten festzulegen. Es kann laut Vorschlag ein Korrekturfaktor als Auf- oder Abschlag in Höhe von bis zu 20 % angewendet werden.
- Auch § 46 sieht eine Grundlage für eine differenzierte Ausgestaltung der Förderung im Fall der administrativen Festlegung des anzulegenden Wertes vor.

Forderung:

Die vorgeschlagene Formulierung in § 42 sollte man überarbeiten, damit ein sinnvoller Anschluss an das deutsche System möglich ist, hier wäre insbesondere eine Erweiterung des Auf- oder Abschlags auf bis zu 30% erforderlich. Auch § 46 Abs 2 Z 4 sollte entsprechend angepasst werden.

§ 42 sollte lauten:

„Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

§ 46 Abs 2 Z 4 sollte lauten:

„Auf den anzulegenden Wert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

6. Wechselmöglichkeit ins Marktprämiensystem

§ 53 sieht die Wechselmöglichkeit von Anlagenbetreibern, die aufrechte Förderverträge gem. § 12 ÖSG 2012 haben, ins EAG-Marktprämiensystem vor. Damit auch tatsächlich von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht wird, müssen die genauen Bedingungen möglichst schnell festgelegt werden, und die Festlegung muss im Ergebnis zu einem Anreiz führen, damit aus

dem Einspeisetarifmodell auch tatsächlich in die riskantere Direktvermarktung gewechselt wird. Es sollten bereits in § 53 Abs 4 Grundsätze für die Berechnung der Höhe der Marktprämie verankert werden, etwa, dass dabei die Kosten für die Direktvermarktung zu berücksichtigen sind. Ein Umstieg von der Einspeisetarifförderung auf Marktprämienförderung wurde etwa in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2014 erfolgreich durch eine Managementprämie angereizt. Diese Möglichkeit zur Anreizung mittels Managementprämie sollte in § 53 Abs 4 ermöglicht werden. Jedenfalls müssen bei der Verordnung nach § 53 Abs 4 die Kosten für die Direktvermarktung Berücksichtigung finden. Die Anlagenbetreiber haben in der Regel Kreditverbindlichkeiten, welche auf 13 Jahre Einspeisetarifförderungszeit ausgelegt sind. Ein Wechsel ins neue System muss wohl überlegt werden und wird in der Regel auch Verhandlungen mit den finanzierenden Kreditinstituten erfordern. Deswegen sollte die in § 53 Abs 3 vorgesehene Frist für die Wechsellmöglichkeit auf 2 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 53 Abs 4 verlängert werden.

7. Erneuerbare Energiegemeinschaften

§ 74 Abs 2 verlangt (entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie), dass „**im Falle von Privatunternehmen die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit**“ sein darf. In den Erläuterungen wird angeführt, dass „**Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind**“. Diese in den Erläuterungen angeführte Interpretation ist jedoch nicht zwingend aus Art 22 Abs 1 RL (EU) 2018/2001 ableitbar und wäre sehr problematisch, wenn auch größere Erzeugungsanlagen wie etwas moderne Windparks an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft teilnehmen sollen. In so einem Fall braucht es ein größeres Ausmaß an Fachkunde, Erfahrung und Organisation als etwa im Falle einer gebäudeintegrierten PV-Anlage, die über die Nachbarschaft gemeinschaftlich genutzt werden soll. Wenn Elektrizitätsunternehmen auch nicht über Töchter beteiligt sein dürfen, sind de facto alle Unternehmen mit Windkraft-Know-How ausgeschlossen. Art 22 Abs 1 der EU-RL verlangt wörtlich: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte oder Pflichten als Endkunden, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, sofern die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.“ Diese Formulierung wird von § 74 Abs 2 aufgegriffen: „Die Teilnahme an einer EE-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein.“ Aus dem Wortlaut ergibt sich klar, dass die Teilnahme an Energiegemeinschaften (also die Beteiligung) nicht die Haupttätigkeit sein darf; dass aber Unternehmen ausgeschlossen sein sollen, die eine der Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie wahrnehmen und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnehmen, ergibt sich aus diesem Wortlaut nicht.

Die Erläuterungen sind daher dahingehend abzuändern und diese - aus dem EU-Recht nicht ableitbare - Forderung, dass **Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind**“ zu streichen, damit im Ergebnis auch in der Praxis moderne Windparks oder größere PV-Anlagen oder Wasserkraftanlagen teilnehmen können. Vielmehr sollte in den Erläuterungen klar gemacht werden, dass die Teilnahme von Elektrizitätsunternehmen unter den Vorgaben von Art 22 der EU-Richtlinie möglich ist.

Die RL sieht vor, dass Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft stehen müssen; europarechtlich existiert kein einheitlicher Eigentumsbegriff, es kann grundsätzlich zwischen zivilrechtlichem und wirtschaftlichem Eigentum unterscheiden werden. Die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs greifen diese Vorgabe pauschal auf; der Gesetzestext enthält hierzu keine Aussage. Ein solch pauschale Aussage umfasst im Kontext der österreichischen Rechtsordnung vornehmlich das zivilrechtliche Eigentum. Es sollte nicht verhindert werden, dass Energiegemeinschaften etwa Energie aus Windparks oder Kleinwasserkraftanlagen, die im zivilrechtlichen Eigentum von Dritten stehen, beziehen können. **Contracting-, Pacht-, Miet-, Leasing- oder Beherrschungsmodelle sollten in Bezug auf Erzeugungsanlagen Dritter gesetzlich ermöglicht** werden, indem normiert wird, dass es ausreicht, wenn der Gemeinschaft ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlage zukommt (Anknüpfung an Konzept des „wirtschaftlichen Eigentums“). Die **Erläuterungen** zu § 74 sollten daher ergänzt werden:

„Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst, als auch deren Mitglieder, oder Gesellschafter oder Dritte sein. Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen hat - gegebenenfalls auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.“

§ 75 Abs 1 fordert, dass Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation oder über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk im Konzessionsbereich eines Netzbetreibers verbunden sein müssen. In der Praxis wird man auf diese Weise einen Teil der modernen Windparks erfassen, aber nicht alle (insbesondere im Burgenland sind Windparks auch an NE 3 angeschlossen). In NÖ und in der Steiermark ist der Übergabepunkt für Windparks, die in den letzten Jahren errichtet wurden, oftmals die NE 4 (abgabenseitigen Klemmen der Mittelspannungsschaltanlage), dieser Fall sollte damit erfasst sein. Es wäre sinnvoll, die NE 4 generell einzubeziehen. Die Einschränkung betreffend Konzessionsbereich eines Netzbetreibers sollte entfallen.

§ 75 Abs 2 erster Satz sollte lauten: „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können unter Beachtung der geltenden Voraussetzungen nach den Bestimmungen des 2. Teils gefördert werden.“ Es sollten nämlich **auch Betriebsförderungen über Marktprämien in Anspruch** genommen werden können.

§ 75 Abs 3 sieht für den Fall, dass eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Eigentümerin oder Betreiberin eines Verteilernetzes ist, vor, dass die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010 gelten. Das würde bedeuten, dass die Gemeinschaft eine Gebietskonzession benötigen würde. Da alle Gebiete in Österreich bereits vergeben sind, könnte keine neue Konzession vergeben werden. Hier bedarf es daher einer **Klarstellung, welche Vorschriften des 4. Teils gelten** sollen.

B Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- Weitergeltung und Anpassung der notwendigen Bestimmungen zur Abwicklung der bestehenden Förderverträge
- Angleichung der Berechnung des Marktpreises für zugewiesene Strommengen an das EAG
- Aufhebung der Größenbeschränkung für Photovoltaikanlagen im Fall von Erweiterungen

Forderung:

Es bedarf der Anpassung der Übergangsbestimmung § 57e.

Zu § 57e

- § 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 sollte lauten:

„§ 57e ÖSG 2012

(2) Ab Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, BGBl. I Nr. x/y,

[...]

2. sind die §§ 12, 14 bis 27a und § 56 Abs. 4 bis 8 mit der Maßgabe anzuwenden, dass Verträge nach diesem Bundesgesetz nicht mehr abgeschlossen werden, es sei denn, eine Förderzusage wurde bereits erteilt. Fördermittel für neue Verträge werden nicht mehr zur Verfügung gestellt. Eine Verlängerung der Laufzeit gemäß § 17 Abs. 3 gilt nicht als Abschluss eines neuen Vertrages. Wurde für eine Ökostromanlage bereits ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen und kann diese Ökostromanlage aufgrund von technischem Fortschritt gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung mit höherer Engpassleistung errichtet werden als im Vertrag ausgewiesen, erstreckt sich die Vergütung gemäß Vertrag auf die Engpassleistung gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung. Wird eine bereits errichtete Anlage erweitert, sind auf den erweiterten Teil die Bestimmungen des EAG anzuwenden.“

Zwischen dem Zeitpunkt der Antragstellungen an die Ökostromförderabwicklungsstelle und dem Zeitpunkt der Vertragsausfertigungen für diese Anträge ist der technische Fortschritt bei Ökostromanlagen, insb. bei Windkraftanlagen, weiter rasch vorangeschritten (da es bis zu den durch die ÖSG Novelle 2019 ausgelösten Vertragsausfertigungen zu einem langjährigen Warteschlagenaufbau gekommen war). Zahlreiche dieser Anlagen wurden und werden derzeit aufgrund dieses technischen Fortschritts auf leistungsfähigere modernere Anlagen umgeplant und diese moderneren Anlagentypen behördlich (um)genehmigt. Dadurch erhöht sich auch die Engpassleistung dieser Anlagen. Im Sinne der maximalen Ausschöpfung des Erzeugungspotenzials von Ökostromanlagen sind derartige Umplanungen auf den jeweils modernsten Anlagentyp auch wünschenswert.

Die Regelungen für Anlagenerweiterungen passen für solche bloßen Umplanungen nicht, da die Regelungen über Erweiterungen eine Situation vor Augen haben, in der zu einer bereits errichteten Anlage eine weitere Anlage hinzutritt, nicht aber eine Situation, in der noch gar keine Anlage errichtet ist, sondern sich nur Ausführungsdetails der geplanten Anlage ändern. Auch die Rechtsfolge der Regelung für Anlagenerweiterungen passt nicht für solche bloßen Umplanungen. Diese Regelungen für Anlagenerweiterung (in § 10 Abs 3 des Entwurfs zum EAG) sehen vor, dass bei Anlagenerweiterungen die

aus der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen separat gefördert werden und die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig ist, wenn die Anlagenerweiterung nicht der Ökobilanzgruppe zugeordnet ist, eine Voraussetzung, die einem bestehenden Fördervertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle (der eine solche Zuordnung verlangt) widerspricht. Eine einheitliche, bloß umgeplante Anlage lässt sich hinsichtlich der Förderung und der Vermarktung des Stroms auch nur schwerlich in einen ursprünglich geplanten und einen erweitert geplanten Teil aufgliedern. Daher soll die Übergangsbestimmung des 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 zwischen Umplanungen einerseits und echten Erweiterungen andererseits differenzieren. Die Übergangsbestimmung normiert, dass sich die Vergütung gemäß dem bereits abgeschlossenen Fördervertrag im Fall der behördlichen Ungenehmigung aufgrund von technischem Fortschritt auf die Engpassleistung gemäß jüngster behördlicher Errichtungsgenehmigung bezieht.

- § 57e Abs 2 Z 3 ÖSG 2012 bedeutet, dass ab Inkrafttreten des EAG für Betreiber von Anlagen über 500 kW keine Möglichkeit mehr besteht, bei der OeMAG Verträge zum Marktpreis nach § 13 ÖSG abzuschließen. Damit besteht die Gefahr, dass wenn der Markt nicht gut gestaltet wird, Anlagen, die aus den Tarifförderungen fallen, nur mehr sehr schlechte Angebote erhalten und dann nicht mehr die Notfall-Option der OeMAG-Abnahme zum Vertragspreis hätten. Das wäre eine Schlechterstellung jener bestehenden Anlagen, deren Tariffaufzeit in den nächsten Jahren endet. Hinzuweisen sei darauf, dass im Zuge der Novelle des deutschen EEG 2021 der Vorschlag auf dem Tisch liegt, dass Netzbetreiber die Energie zum Marktpreis minus Ausgleichsenergie nach dem 20. Betriebsjahr abzunehmen haben. Das EU-Recht (EU-Richtlinie 2018/2001 sowie Beihilfenrecht) ermöglicht Ausnahmen für Kleinanlagen, und zwar für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW, wobei für Windkraftanlagen als Grenzwert eine installierte Kapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten gilt. Es sollte daher möglich sein, dass Windkraftanlagen unterhalb dieser Schwelle nach wie vor Verträge nach § 13 ÖSG bei der OeMAG erhalten können. Zudem ist darauf zu verweisen, dass es für jene Anlagen, die eine Förderung aufgrund des bestehenden ÖSG 2012 erhalten haben, beihilferechtlich unproblematisch sein muss, dass diese Anlagen, die sich im Rahmen des geltenden ÖSG 2012 (und damit im Rahmen einer genehmigten Beihilferegelung) befinden, auch weiterhin einen Anspruch auf Abnahme nach § 13 ÖSG 2012 haben. § 57e Abs 2 Z 3 ist daher dahingehend abzuändern.

C Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)

Inhalt Begutachtungsentwurf:

- Bestimmungen zur Ermöglichung von Bürgerenergiegemeinschaften: Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie über das gesamte Marktgebiet und über Konzessionsgebiete verschiedener Netzbetreiber; die Regelungen zur Vermessung und Verrechnung orientiert an der Systematik des § 16a EIWOG 2010
- Einführung einer neuen Transparenzbestimmung, die Netzbetreiber dazu verpflichtet, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstation zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren
- Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für die Erlassung eines anteiligen begünstigten Netztarifs („Ortstarif“) für die Mitbenützung des öffentlichen Netzes innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.
- Der bisher in § 6 ÖSG 2012 behandelte Netzzugang für Ökostromanlagen ist im EAG-Entwurf nicht enthalten, das Thema Netzzugang findet sich nun in § 17a und in § 46 EIWOG.

Netzanschluss und Kostentragung

Grundsätzlich ist der bedarfsgerechte Ausbau der Netze in Ansehung der österreichischen Energieziele Aufgabe der in einem natürlichen Monopolbereich agierenden Netzbetreiber. Es ist daher Uraufgabe der Netzbetreiber, Netze zur Verfügung zu stellen (zu errichten, zu verstärken, bedarfsgerecht auszubauen und zu betreiben) und es muss in deren Verantwortungsbereich bleiben, Ausbaurbeiten im vorgelagerten Netz zu finanzieren, was in der Folge über die Netzentgelte abgegolten wird. Bisher ist die Rechtslage so, dass die Kosten für Leitungsanlagen, die unmittelbar (ausschließlich) für die Herstellung des Anschlusses erforderlich sind, im Rahmen des Netzzutrittsentgelts (und damit auch von Erzeugern) zu bezahlen sind, die Kosten für eine Verstärkung oder den Ausbau der vorgelagerten Netze im Rahmen des Netzbereitstellungsentgelts aufzubringen und daher nicht von Erzeugern zu tragen sind.

Trotzdem haben Windenergieerzeuger in Niederösterreich und im Burgenland seit 2003 aufgrund vertraglicher Regelung zum Ausbau und zur Verstärkung der vorgelagerten Netze durch pauschalierte Zahlungen beigetragen, so wurden über diesen langen Zeitraum Beträge im dreistelligen Millionenbereich für den Ausbau der Netze aufgebracht. Somit wurde dieser Ausbau der Netze über die Ökostromförderung österreichweit aufgebracht.

In anderen Ländern, wie etwa Deutschland, wird der Ausbau des vorgelagerten Netzes über die Netzgebühren finanziert. Zahlungsbeiträge der Ökostromerzeuger wie in Ostösterreich sind in Deutschland nicht üblich.

Bisher besteht in § 6 ÖSG ein unbedingtes Recht auf Netzanschluss für Ökostromanlagen. Der Netzanschluss erneuerbarer Energieanlagen wird entscheidend sein für den erfolgreichen Ausbau. Dieser unbedingte Anspruch auf Netzanschluss muss daher weiter bestehen bleiben oder eine zumindest gleich gute Anspruchsgrundlage geschaffen werden. Eine faire Regelung der Tragung der maximalen Kosten für den Netzzugang ist für alle Einspeiser durch ein anschlussbezogenes Pauschalentgelt vorzugsweise in Euro pro Kilowatt Leistung (technologieneutral) festzulegen.

Der bisher in § 6 ÖSG 2012 behandelte Netzzugang für Ökostromanlagen ist im EAG-Entwurf nicht enthalten, das Thema Netzzugang findet sich nun in § 17a und in § 46 EIWOG.

Der Anwendungsbereich von § 17a Abs 1 des Entwurfs ist unklar, es ist aufgrund des Wortlauts der Überschrift davon auszugehen, dass diese Bestimmung nur für Anlagen bis 20 kW anwendbar ist.

Nach § 46 Abs 2 des Entwurfs haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Diese Bestimmung scheint zwar auf den ersten Blick zum selben Ergebnis zu führen wie bisher § 6 Abs 1 ÖSG 2012, ist aber für Netzzugangswerber im Vergleich zu § 6 Abs 1 ÖSG 2012 nachteiliger, weil dieses unbedingte Recht auf Netzzugang nur dann gilt, wenn beide erforderlichen Umsetzungsschritte erfolgen: Erstens müssen die Landesausführungsgesetze die Grundsatzbestimmung umsetzen. Zweitens müssen auch die Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber eine solche Allgemeine Anschlusspflicht normieren. Eine derart doppelt mediatisierte Verpflichtung ist wesentlich ungewisser als eine unmittelbar geltende unmittelbar anwendbare bundesgesetzliche Bestimmung.

Außerdem besteht zwischen § 46 Abs 2 und Abs 3 ein inhaltlicher Widerspruch:

- Nach Abs 2 besteht die Allgemeine Anschlusspflicht ausdrücklich auch dann, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Abs 2 regelt damit Fälle, in denen aktuell noch keine Einspeisung erfolgen kann, weil das Verteilernetz nicht ausreichend dimensioniert ist. Dennoch besteht in diesem Fall eine Anschlusspflicht.
- Nach Abs 3 können die Ausführungsgesetze wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitung der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. In Abs 3 wird also gesagt, dass mangelnde Netzdimensionierung eine Ausnahme von der Anschlusspflicht rechtfertigt.

Nach Abs 3 bestünde also bei einem technischen Hindernis der Netznutzung schon keine Allgemeine Anschlusspflicht. Nach Abs 2 soll die Allgemeine Anschlusspflicht aber explizit schon dann bestehen, wenn noch keine Netznutzung möglich ist. Es empfiehlt sich dringend diesen Widerspruch dahingehend aufzulösen, dass eine Anschlusspflicht eben auch dann besteht, wenn eine Verstärkung, Optimierung oder ein Ausbau des Netzes erforderlich ist.

Forderungen:

- Bisher besteht in § 6 ÖSG ein **unbedingtes Recht auf Netzanschluss** für Ökostromanlagen. Der Netzanschluss erneuerbarer Energieanlagen wird entscheidend sein für den erfolgreichen Ausbau. Dieser Anspruch unbedingte Anspruch auf Netzanschluss muss daher weiter bestehen bleiben oder eine zumindest gleich gute Anspruchsgrundlage geschaffen werden.

- In Zusammenhang mit der Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau der Netze sollte im Sinne der Erreichung der Klima- und Energieziele festgelegt werden, dass die **erforderlichen Ausbauarbeiten umgehend erfolgen und der Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis von EE binnen einer Frist von längstens fünf Jahren** nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens zu erfolgen hat, andernfalls der Netzbetreiber schadenersatzpflichtig wird.

- Eine **faire Regelung der Tragung der maximalen Kosten für den Netzzugang ist für alle Einspeiser durch ein anschlussbezogenes Pauschalentgelt in Euro pro Kilowatt Leistung** (technologieneutral) festzulegen:

* Der Erzeuger trägt die tatsächlich mit der Herstellung des Anschlusses verbundenen Kosten, maximal jedoch 50 Euro/kW Leistung. Umfasst davon sind alle Kosten des unmittelbaren Netzanschlusses sowie etwaige Ausbauten, Umbauten und Verstärkungen im vorgelagerten Netz.

* Sollten die tatsächlichen Kosten höher als das 4fache dieses maximalen Pauschalbeitrags/200 Euro/kW liegen, so können jene Sonderkosten, die über dem 4fachen des Pauschalbeitrags/über den 200Euro/kW liegen, dem Anschlusswerber gesondert in Rechnung gestellt werden. Für diesen Fall sind dem Anschlusswerber jedoch mit dieser Vorschreibung

detaillierte Kostenkalkulationen und eine fachlich fundierte Begründung vorzulegen, warum es keine alternativen Anschlussmöglichkeiten gibt, welche innerhalb des 4fachen Pauschalbetrags umgesetzt werden können. Bezweifelt der Anschlusswerber, dass diese Begründung oder diese Kosten nach den Grundsätzen der technisch-wirtschaftlichen bestmöglichen Effizienz und Sparsamkeit angesetzt wurden, so kann dieser in einem Streitschlichtungsverfahren vor der E-Control diese Kostenvorschreibung bekämpfen. Die Dauer des Verfahrens hemmt nicht die maximal 5jährige Umsetzungsfrist jedoch hemmt sie die Zahlungsverpflichtung von etwaig über dem 4fachen Pauschalbetrag liegenden Kosten.

* Der Erzeuger erhält einen Rechtsanspruch darauf, dass der Netzanschlusspunkt der geografisch nächstgelegene Verknüpfungspunkt mit dem Verteilernetz ist (auf NE 4 oder einer niedrigeren Netzebene 5-7).

* Dem Netzbetreiber durch diese pauschale Verrechnung entstehende Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen, wobei eine bundesweite Aufteilung dieser Kosten in sinngemäßer Anwendung der Kostenwälzung nach § 62 zu erfolgen hat.

* Pauschalentgelte haben aus Gründen der Gleichbehandlung generell pro kW Leistung festgelegt zu werden. Aufgrund der technisch/physikalischen Grundlagen ist es sachgerecht und erforderlich, nur auf die Leistung unabhängig von der Technologie abzustellen. Die Festlegung der Höhe sollte bereits auf Gesetzesebene erfolgen. Sollte die Festlegung der Höhe auf dem Verordnungsweg erfolgen, muss den Erzeugern ein Stellungnahme- und Beschwerderecht zukommen (vergleichbar § 48 Abs 2 EIWOG 2010: Stellungnahmerecht der Sozialpartner).

- Von der Energie-Control wurde im Rahmen der Begutachtung der Netzentgelte-Konsultation zur Diskussion gestellt, dass eine **Reduktion der pauschalen Komponente** (bis zu 100%) vorgenommen werden kann, falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagieren und damit Netzausbau vermeiden kann. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber bei Bedarf die Erzeugungsanlage unter gewissen Bedingungen einschränken darf.

In so einem Fall wären unbedingt Transparenzverpflichtungen der Netzbetreiber und Details gesetzlich zu verankern, etwa wie oft, wie lange, bis zu welchem Maximalausmaß, unter welchen Bedingungen Einschränkungen zulässig wären, was genau in welchem Ausmaß rückerstattet bzw. erlassen würde und wie hier eine Korrelation aussehen könnte. Hier sind Grundsätze der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer durchsetzbar zu verankern und ein hohes Maß an Transparenz ist erforderlich.

- Netzbetreiber sind zur **Veröffentlichung von Netzdaten** betreffend Auslastung und Kapazitäten zu verpflichten. Insbesondere sollten die Netzflussdaten auf den NE 1 bis 5 veröffentlicht werden, dies auf Viertelstundenbasis.

D Zu den einzelnen Bestimmungen

EAG

- **Zu § 4:** § 4 Abs 1 sollte wie folgt ergänzt werden: „die Stabilität der finanziellen Förderung im Sinne von Art 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu gewährleisten.“

- Zu § 5

- § 5 Abs 1: Klarstellung der Abgrenzung von „Erweiterung“ (Z 19) und „Repowering“ (Z 35): Die Abgrenzung der Definitionen von „Erweiterung“ (Z 19) und „Repowering“ (Z 35) ist unklar. An „Repowering“ werden in der Folge keine Rechtsfolgen geknüpft. Wenn ein bestehender Windpark vollständig abgebaut und im Rahmen des bestehenden Zählpunkts neue Anlagen errichtet werden, würde dies unter die Definition von „Repowering“ fallen. § 10 Abs 1 Z 2 sieht jedoch vor, dass nur neu errichtete Anlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen durch Marktpremie förderfähig sind. Hier ist daher auch das Repowering von Anlagen einzubeziehen. Dies gilt auch für § 20 Z 7.

- § 5 Abs 1 Z 12 sollte lauten: „Engpassleistung“ die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung im 24 Stundenmittel der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen, bei Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (Leistung in kW_{peak}) als Engpassleistung;“

- § 5 Abs 1 Z 14 und Z 15: Wenn Pumpspeicher befreit werden dann ist auch eine Befreiung für Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff, synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte sachgerecht.

- § 5 Abs 1 Z 40: es sollte lauten: „synthetisches Gas“ Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird“

- § 5 Abs 1: es sollte eine eigene Definition gesetzlich verankert werden: „virtueller Zählpunkt“ Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird“

- **Zu § 7:** Entscheidend ist, dass **die tatsächliche Erreichung der Energieziele im Vordergrund steht und die dafür erforderlichen Mittel bereitgestellt werden** und nicht irgendeine Form einer verpflichtenden Begrenzung der Unterstüt-

zungsvolumina die Ziele unterminieren kann. Die Befassung des Hauptausschusses ist insofern eine gangbare Vorgehensweise. Es ist jedoch bereits jetzt gesetzlich zu verankern, dass nach Durchführung einer anteiligen Kürzung auch wieder eine anteilige Anhebung der Förderkontingente vorzunehmen ist, wenn die Milliardengrenze wieder unterschritten wird. Abs 1 sollte wie folgt ergänzt werden: „Sollte es zu einer Kürzung kommen und nicht gemäß Abs 5 davon abgesehen werden, ist von dieser wieder Abstand zu nehmen und die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel sind entsprechend anzuheben, sobald die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und nach dem ÖSG 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel den Betrag von einer Milliarde Euro wieder unterschreiten.“

- **Zu § 8:** „zuständige Behörden“ ist zu allgemein und sollte konkretisiert werden.

- **Zu § 9:** § 9 Abs 2 sollte lauten: „Die Marktprämie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem Referenzmarktpreis für Strom gemäß § 12 bzw. dem Referenzmarktwert für Strom gemäß § 13 für eine bestimmte Dauer auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.“

Da aktuell keine Regelung für den Fall der Abgabe elektrischer Energie aus mehreren Anlagen bzw. Anlagenteilen getroffen wird, sollte § 9 Abs 2 noch ergänzt werden wie folgt: „Der Anspruch auf Marktprämie besteht auch, wenn der Ökostrom vor der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Ökostrommenge, die aus dem Stromspeicher in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.

Erfolgt die Abgabe elektrischer Energie in das Netz aus mehreren Anlagen oder aus mehreren Teilen einer Anlage und/oder aus mehreren Speichern über nur einen Zählpunkt, so ist von einer Zusammensetzung der Einspeisung entsprechend dem Anteil der Engpassleistung jeder Anlage und/oder jedes Speichers an der gesamten Engpassleistung aller angeschlossenen Anlagen, Anlagenteile und/oder Speicher auszugehen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist die Herkunft des Ökostroms aus einer bestimmten Anlage oder einem bestimmten Speicher explizit nach, beispielsweise durch Stillstandsprotokolle einzelner Anlagen, Schaltzustände dieser Anlagen oder durch Messergebnisse mittels virtueller Zählpunkte. Auf Verlangen eines Anlagenbetreibers sind virtuelle Zählpunkte einzurichten.“

- **Zu § 10**

- § 10 Abs 1 Z 2: Es muss „neu errichteten Windkraftanlagen sowie Erweiterungen und Repowering von Windkraftanlagen“ heißen.

- § 10 Abs 3 sollte lauten: „Bei Anlagenerweiterungen werden nur die aus der im Fördervertrag vereinbarten Engpassleistung der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen oder die im Fördervertrag vereinbarten aus der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens resultierenden Erzeugungsmengen gefördert. Auf den ursprünglichen Teil der Anlage sind die ursprünglichen Regelungen und Preisansätze, auf den erweiterten Teil die Regelungen und Preisansätze des 2. bzw. 3. Abschnitts des 2. Teiles anzuwenden. Ein Mischtarif ist nicht zu bilden, § 9 Abs. 2 letzter und vorletzter Satz gelten sinngemäß. Besteht für den Anlagenbestand ein aufrechter Vertrag über die Kontrahierung von Ökostrom mit der Ökostromabwicklungsstelle nach den Bestimmungen des ÖSG2012 oder mit einem Biomasse-Bilanzgruppenverantwortlichen nach den Bestimmungen eines auf der Grundlage des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes, BGBl. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetzes, ist die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig, wenn die Anlagenerweiterung nicht einer Ökobilanzgruppe oder Biomassebilanzgruppe zugeordnet ist.“

- **Zu § 11 Abs 3 und § 13:** Die Berechnung des Referenzmarktwerts sollte für denselben Zeitraum durchgeführt werden, für den die Marktprämie ausbezahlt wird. Aus administrativen Gründen (Clearing-Perioden, Liquidität) ist eine monatliche Abrechnung und Auszahlung für Windkraft und PV zu bevorzugen. Im Wortlaut ist daher auf das Monat anstatt auf das Quartal abzustellen.

- **Zu § 13:** Man sollte auch auf den Intraday-Börsepreis abstellen, weil dieser Marktplatz einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat. Das Ausmaß jenes Anteils, der im kurzfristigen Intraday-Markt zur Vermarktung kommen wird, wenn die Förderung über Marktprämien erfolgt, zeigt sich auch am Verhältnis von Fahrplanabweichungen (Intraday-Markt) zu den Fahrplanmengen (Spotmarkt) von etwa 20 % zu 80 % (entsprechend der von der APG für die Regelzone veröffentlichten Daten). Ergänzungsvorschlag zu § 13: „Für jede Stunde eines Kalendermonats wird ein Mischpreis aus dem Day-Ahead-Börsepreis und dem Intraday-Börsepreis gebildet. Der Day-Ahead Börsepreis wird mit 80 % und der Intraday-Börsepreis mit 20 % gewichtet.“ Zur Klarstellung sollte außerdem ergänzt werden, dass der Stundenpreis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen ist.

- **Zu § 11:** § 11 Abs 5 und Abs 6: Die Schwelle für Windparks sollte auf 30 MW angehoben werden.

- **Zu § 12 und § 14:** § 12 Abs 2 legt fest, dass für die Ermittlung des Referenzmarktpreises auf den Mittelwert aller Stundenpreise des letzten Kalenderjahres abzustellen ist. § 14 Abs 2 normiert, dass die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 12 ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres zu erfolgen hat. Eine Zusammenschau

beider Bestimmungen zeigt, dass unklar ist, ob nun der Referenzmarktpreis des letzten Jahres oder der Preis des vorletzten Jahres gemeint ist.

- **Zu § 14:** Der in § 14 Abs. 2 und 3 genannte Termin (15. Jänner bzw. 15. des darauffolgenden . . .) ist ungeeignet, da zu diesen Zeitpunkten das Clearing des Vormonats nicht abgeschlossen ist, es sollte daher auf das Ende des Monats abgestellt werden. Grundsätzlich sollte jedoch die Abrechnung der Marktprämie monatlich erfolgen, damit wäre keine Akontierung erforderlich, und die Marktprämie sollte immer am Ende eines Monats für das Vormonat ausbezahlt werden. Die Bestimmung sollte daher wie folgt lauten:

„Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum Ende eines Kalendermonats die Auszahlung der Marktprämie für das jeweils vorangegangene Kalendermonat an den Betreiber einer Anlage zu leisten.“

Die Abs. 2 und 3 sollten entfallen.

- **Zu § 15:** Die Marktprämie sollte dann nicht für einen Zeitraum auf null gesetzt werden, wenn zwar der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (etwa aufgrund eines Kraftwerksausfalls), damit ein Anreiz besteht, in so einem Fall des Bedarfs an elektrischer Energie Erzeugungsanlagen laufen zu lassen.

- **Zu §§ 11 bis 15:** Generell ist zu beachten: Die Details der Abrechnung sowie Ausbezahlung der Marktprämien sowie der dafür erforderlichen Datenlieferungen müssen gut durchdacht und klar geregelt werden. Der Datenfluss ist klar zu regeln, ein Abgleich von Daten zwischen EAG-Abwicklungsstelle und Stromhändlern ist erforderlich.

- **Zu § 18:** Unklar ist, warum im Rahmen einer Ausschreibung Höchstpreise verordnet werden sollen, entweder man vertraut dem Markt oder man vertraut ihm nicht. Zu § 18 Abs 2: Der aktuelle Entwurf führt durch seine Vorgaben im Ergebnis dazu, dass bei Festlegung des Höchstpreises der Preis eines kosteneffizienten, modernen Projekts als Höchstpreis festgelegt wird. Wenn tatsächlich ein Höchstpreis realistisch festgelegt werden soll, dann wäre der so ermittelte Preis jedoch deutlich zu erhöhen. Es sind außerdem Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. Weiters ist es auch ungerechtfertigt, nur auf die Kosten des Betriebs abzustellen und die Kosten der Entwicklung der Anlagen nicht abzubilden. § 18 Abs 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;“

- **Zu § 20: § 20 Z 7:** Es sollte heißen: „einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;“

- **Zu § 39:** Angesichts der Erfahrungen mit bestehenden Ausschreibungssystemen 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. Um das ambitionierte Ziel, die Stromversorgung 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken, erreichen zu können, sollte auf Ausschreibungen bei der Windkraft gänzlich verzichtet werden.

International gibt es keine brauchbaren Beispiele für dauerhaft funktionierende Ausschreibungen bei Windkraft an Land, die volkswirtschaftlich effizient die gesteckten Mengenzielsetzungen erreichen. In der Praxis haben Ausschreibungen immer wieder zu einem Einbruch des Ausbaus geführt, was etwa aktuelle Ergebnisse in Deutschland und Frankreich zeigen. Mittlerweile liegen auch Studien vor, die Ausschreibungen bei der Fördervergabe sehr kritisch beleuchten. Insbesondere auf einem kleinen, begrenzten Markt mit wenigen Akteuren wie dem österreichischen ist mit keinen zufriedenstellenden Ergebnissen zu rechnen. Angesichts des raschen Handlungsbedarfs und der hohen Ausbauziele darf das Fördersystem nicht zum Versuchslabor werden.

Besonders problematisch sind technologie neutrale oder technologieübergreifende Ausschreibungen für die Vergabe von Fördermitteln für Strom aus erneuerbaren Energieanlagen. Hier gibt es erst wenig praktische Erfahrungen. Technologie neutrale Ausschreibungen stehen allen Technologien zur Verfügung, technologieübergreifende hingegen adressieren einige ausgewählte Technologien. Es zeigt sich, dass bei solchen Ausschreibungen noch mehr Unsicherheit besteht als bei technologiespezifischen Ausschreibungen. Die Verunsicherung der Investoren ist besonders hoch, die Planbarkeit für Netzbetreiber erschwert, die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesign ist noch anspruchsvoller.

Das EU-Recht hat zwar eine starke Präferenz für Ausschreibungen, es gibt jedoch Ausnahmemöglichkeiten. Eine Vergabe der Fördermittel für Windkraft ohne Ausschreibungen ist EU-rechtlich möglich. Die IG Windkraft hat im August 2020 ein

Memo der Rechtsanwaltskanzlei Eisenberger & Herzog vorgelegt, warum in Österreich von verpflichtenden Ausschreibungen abgesehen werden kann. Ergebnis: „Die Renewable Energies Directive RED II verlangt eine Förderung auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise. Aus beihilferechtlicher Sicht sehen die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (Leitlinien) vor, dass für Betriebsbeihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich eine Ausschreibung durchzuführen ist, es sei denn, es liegt (zumindest) einer von drei in Rz 126 der Leitlinien genannten Ausnahmetatbeständen vor. Unseres Erachtens kann aufgrund diverser Besonderheiten am österreichischen Markt für Windkraftprojekte von einer Ausschreibungspflicht abgesehen werden. Zum einen kann den Vorgaben der RED II durch eine administrative Fördervergabe (ohne Durchführung einer Ausschreibung) besser entsprochen werden. Zum anderen sind sämtliche Ausnahmetatbestände der Leitlinien erfüllt (wobei es bereits ausreicht, wenn nur ein einziger Ausnahmetatbestand erfüllt ist). Die Europäische Kommission hat in zahlreichen Entscheidungen zur Förderung von erneuerbarer Energie bereits das Vorliegen eines Ausnahmetatbestandes nach den Leitlinien bejaht.“²

- **Zu § 40:** 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 Ausschreibungsvolumen **für Windkraft 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.

- **Zu § 42:** § 42 sollte lauten:

„Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

- **Zu § 43:** 24 Monate sind für die Inbetriebnahme zu kurz gegriffen. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollte diese Frist von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, zB durch Einfügung des Satzes: „Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

- **Zu § 44:** § 44 Abs 5: Es sollte heißen: „Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;“

- **Zu § 45:** § 45 Abs 3 legt fest, dass der anzulegende Wert für jedes Kalenderjahr zu bestimmen ist, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind. Daraus ergibt sich nicht klar, ob sich diese Neubestimmung bzw. Anpassung nur auf Neuausträge bezieht oder aber auch auf bereits abgeschlossene Förderverträge (was eine Anpassung während der Förderdauer bedeuten würde). Hier sollte **klargestellt werden, dass nur Neuausträge betroffen sind und nicht bestehende Förderverträge.**

§ 45 Abs 3 sieht vor, dass Anträge, die nicht zum Zug kommen, nicht mehr gereiht werden. Hier sollte eine **Reihung** für eine gewisse Frist (zumindest für das Folgejahr) vorgesehen werden.

- **Zu § 46:**

- § 46 Abs 2 Z 2: Es sind auch Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. § 46 Abs 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen

² Eisenberger & Herzog, Rechtliche Analyse zur Ausschreibungspflicht für Ökostromförderungen von Windkraftanlagen in Österreich, 25.08.2020, zum Download auf https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1044174,

und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;“

- § 46 Abs 2 Z 4 sollte lauten:

„Auf den anzulegenden Wert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.

- **Zu § 47:**

- 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 in § 47 Abs 2 jährlich vorgesehene Vergabevolumen **für Windkraft 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.

- § 47 Abs 3 sieht als Inbetriebnahmefrist 24 Monate vor, diese kann zwei mal um 12 Monate verlängert werden, wenn die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht im Einflussbereich des Bieters liegt. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollten diese Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, zB durch Einfügung des Satzes: „Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

- **Zu § 53:** § 53 sieht die Wechselmöglichkeit von Anlagenbetreibern, die aufrechte Förderverträge gem. § 12 ÖSG 2012 haben, ins EAG-Marktprämienregime vor. Damit auch tatsächlich von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht wird, müssen die genauen Bedingungen möglichst schnell festgelegt werden, und die Festlegung muss im Ergebnis zu einem Anreiz führen, damit aus dem Einspeisetarifmodell auch tatsächlich in die riskantere Direktvermarktung gewechselt wird. Es sollten bereits in § 53 Abs 4 Grundsätze für die Berechnung der Höhe der Marktprämie verankert werden, etwa, dass dabei die Kosten für die Direktvermarktung zu berücksichtigen sind. Ein Umstieg von der Einspeisetarifförderung auf Marktprämienförderung wurde etwa in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2014 erfolgreich durch eine Managementprämie angereizt. Diese Möglichkeit zur Anreizung mittels Managementprämie sollte in § 53 Abs 4 ermöglicht werden. Jedenfalls müssen bei der Verordnung nach § 53 Abs 4 die Kosten für die Direktvermarktung Berücksichtigung finden. Die Anlagenbetreiber haben in der Regel Kreditverbindlichkeiten, welche auf 13 Jahre Einspeisetariflaufzeit ausgelegt sind. Ein Wechsel ins neue System muss wohl überlegt werden und wird in der Regel auch Verhandlungen mit den finanzierenden Kreditinstituten erfordern. Deswegen sollte die in § 53 Abs 3 vorgesehene Frist für die Wechselmöglichkeit auf 2 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 53 Abs 4 verlängert werden.

- **Zu § 74**

- § 74 Abs 2 verlangt (entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie), dass **im Falle von Privatunternehmen die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit** sein darf. In den **Erläuterungen wird angeführt, dass „Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“**. Diese in den Erläuterungen angeführte Interpretation ist jedoch nicht zwingend aus Art 22 Abs 1 RL (EU) 2018/2001 ableitbar und wäre sehr problematisch, wenn auch größere Erzeugungsanlagen wie etwas moderne Windparks an einer Erneuerbare-Ener-

gie-Gemeinschaft teilnehmen sollen. In so einem Fall braucht es ein größeres Ausmaß an Fachkunde, Erfahrung und Organisation als etwa im Falle einer gebäudeintegrierten PV-Anlage, die über die Nachbarschaft gemeinschaftlich genutzt werden soll. Wenn Elektrizitätsunternehmen auch nicht über Töchter beteiligt sein dürfen, sind de facto alle Unternehmen mit Windkraft-Know-How ausgeschlossen. Art 22 Abs 1 der EU-RL verlangt wörtlich: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte oder Pflichten als Endkunden, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, sofern die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.“ Diese Formulierung wird von § 74 Abs 2 aufgegriffen: „Die Teilnahme an einer EE-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein.“ Aus dem Wortlaut ergibt sich klar, dass die Teilnahme an Energiegemeinschaften (also die Beteiligung) nicht die Haupttätigkeit sein darf; dass aber Unternehmen ausgeschlossen sein sollen, die eine der Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie wahrnehmen und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnehmen, ergibt sich aus diesem Wortlaut nicht.

Die Erläuterungen sind daher dahingehend abzuändern und diese - aus dem EU-Recht nicht ableitbare - Forderung, dass Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“ zu streichen, damit im Ergebnis auch in der Praxis moderne Windparks oder größere PV-Anlagen oder Wasserkraftanlagen teilnehmen können. Vielmehr sollte in den Erläuterungen klar gemacht werden, dass die Teilnahme von Elektrizitätsunternehmen unter den Vorgaben von Art 22 der EU-Richtlinie möglich ist.

Die RL sieht vor, dass Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft stehen müssen; europarechtlich existiert kein einheitlicher Eigentumsbegriff, es kann grundsätzlich zwischen zivilrechtlichem und wirtschaftlichem Eigentum unterscheiden werden. Die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs greifen diese Vorgabe pauschal auf; der Gesetzestext enthält hierzu keine Aussage. Ein solch pauschale Aussage umfasst im Kontext der österreichischen Rechtsordnung vornehmlich das zivilrechtliche Eigentum. Es sollte nicht verhindert werden, dass Energiegemeinschaften etwa Energie aus Windparks oder Kleinwasserkraftanlagen, die im zivilrechtlichen Eigentum von Dritten stehen, beziehen können. **Contracting-, Pacht-, Miet-, Leasing- oder Beherrschungsmodelle sollten in Bezug auf Erzeugungsanlagen Dritter gesetzlich ermöglicht** werden, indem normiert wird, dass es ausreicht, wenn der Gemeinschaft ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlage zukommt (Anknüpfung an Konzept des „wirtschaftlichen Eigentums“).

Die **Erläuterungen** zu § 74 sollten daher weiters ergänzt werden:

„Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst, als auch deren Mitglieder, oder Gesellschafter oder Dritte sein. Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen hat - gegebenenfalls auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.“

- Zu § 75

- § 75 Abs 1 fordert, dass Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation oder über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk im Konzessionsbereich eines Netzbetreibers verbunden sein müssen. In der Praxis wird man auf diese Weise einen Teil der modernen Windparks erfassen, aber nicht alle (insbesondere im Burgenland sind Windparks auch an NE 3 angeschlossen). In NÖ und in der Steiermark ist der Übergabepunkt für Windparks, die in den letzten Jahren errichtet wurden, oftmals die NE 4 (abgabenseitigen Klemmen der Mittelspannungsschaltanlage), dieser Fall sollte damit erfasst sein. Es wäre sinnvoll, die NE 4 generell einzubeziehen. Die Einschränkung betreffend Konzessionsbereich eines Netzbetreibers sollte entfallen.

- § 75 Abs 2 erster Satz sollte lauten: „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können unter Beachtung der geltenden Voraussetzungen nach den Bestimmungen des 2. Teils gefördert werden.“ Es sollten nämlich **auch Betriebsförderungen über Marktprämien in Anspruch** genommen werden können.

- § 75 Abs 3 sieht für den Fall, dass eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Eigentümerin oder Betreiberin eines Verteilernetzes ist, vor, dass die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010 gelten. Das würde bedeuten, dass die Gemeinschaft eine Gebietskonzession benötigen würde. Da alle Gebiete in Österreich bereits vergeben sind, könnte keine neue Konzession vergeben werden. Hier bedarf es daher einer **Klarstellung, welche Vorschriften des 4. Teils gelten** sollen.

- Zu § 93:

§ 93 Abs 1 Z 1 sollte lauten:

§ 93. „(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die

1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt oder Verträge zu angesichts der aktuellen Marktsituation unzumutbaren Konditionen angeboten haben,“

EIWOG 2010

- Zu § 7

§ 7 Z 8: Die Definition sollte dahingehend geändert werden, dass einerseits eine Anpassung an die neue Definition der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie erfolgt, andererseits ermöglicht wird, dass in untergeordnetem Ausmaß über die Direktleitung auch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann. Dann könnten etwa landwirtschaftlich eingesetzte Bewässerungsanlagen im Nahebereich von Stromerzeugungsanlagen wie Windparks oder PV-Anlagen über diese Anlagen versorgt werden und keine Diesellaggregate wären erforderlich.

Formulierungsvorschlag: „Direktleitung“ entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet; wird Strom in untergeordnetem zeitlichen Ausmaß über diese Leitung bezogen, so gilt sie dennoch als Direktleitung; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen;“

- Zu § 16b

Die Ausführungen in Zusammenhang mit den §§ 74 bis 76 EAG gelten sinngemäß auch für die Ausgestaltung von der Bürgergemeinschaften, es wird daher darauf verwiesen.

- **Zu § 20 EIWOG:** Mehr Transparenz ist wünschenswert, diese Bestimmung birgt jedoch die Gefahr, dass die Netzbetreiber nun die Reihung ihrer Netzanschlussbegehren nicht mehr anhand der OeMAG-Anträge durchführen können, sondern anhand des Zeitpunkts der Antragstellung an den Netzbetreiber. Weiters: Jedenfalls sollte die Verpflichtung der Netzbetreiber verankert werden, die Netzflussdaten auf den NE 1 bis 5 zu veröffentlichen, dies auf Viertelstundenbasis.

§ 20 sollte lauten:

§ 20 (1) Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) und Transformatorstation (Netzebene 6) sowie Netzflussdaten auf den Netzebenen 1 bis 5 auf Viertelstundenbasis zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, sofern Netzbetreiber dies verlangen, eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens 10% auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsgeld geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, wobei die geleistete Anzahlung verfällt, sofern der Netznutzungsberechtigte nicht glaubhaft macht, dass die Ursachen für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereich liegen. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 72 EAG zu.

(2) Als Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren gilt im Falle von Anlagen im Sinne des ÖSG 2012 sowie im Sinne des EAG der Zeitpunkt der Antragstellung bei der Ökostromabwicklungsstelle bzw. der EAG-Förderabwicklungsstelle. Im Falle von Anlagen, bei welchen keine Förderung in Anspruch genommen werden soll, gilt der Zeitpunkt der Antragstellung an den Netzbetreiber als Reihungszeitpunkt, sofern der Anschlusswerber schriftlich bestätigt, dass die Anlage ohne Förderungen errichtet und betrieben wird und einen Nachweis über die Zustimmung des Eigentümers des Grundstücks der Erzeugungsanlage erbringt; wird für einen derart beantragten Netzzugang dennoch eine Förderung in Anspruch genommen, gilt als Reihungszeitpunkt der Zeitpunkt der Antragstellung bei der Ökostromabwicklungsstelle bzw. der EAG-Förderabwicklungsstelle“

- **Zu § 23b Abs 2 und Abs 5:** Eine größtmögliche Transparenz darüber, welche Kraftwerke tatsächlich an der Netzreserve teilnehmen, ist anzustreben. Die Ergebnisse der Ausschreibungen (Name und Leistung der Kraftwerke, die einen Vertrag erhalten haben, Laufzeit des Vertrages) sind zu veröffentlichen, damit die Branche einen Überblick erhält, welche Kraftwerke nun an der Netzreserve teilnehmen.

- Zu § 45:

Z 6 sollte lauten:

„6. zum Betrieb und der Instandhaltung des Netzes, um im Hinblick auf die nationalen Energieziele die Fähigkeit des Verteilernetzes sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung und Einspeisung zu befriedigen;“

- Zu § 54:

§ 54 Abs. 2 und 3 sollten lauten:

(2) Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann.

(3) Das Netzzutrittsentgelt für den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist als pauschales Anschlussentgelt zu verrechnen. Durch dieses pauschale Anschlussentgelt wird ein Kostenbeitrag zu Aus-, Umbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Verteilernetz und im vorgelagerten Netz geleistet. Dieses pauschale Anschlussentgelt beträgt, sofern nicht geringere Kosten verursacht werden, maximal:

- für Anschlüsse bis einschließlich 50 kW0 €/kW
- für Anschlüsse über 50 bis einschließlich 1000 kW.....30 €/kW
- für Anschlüsse über 1000 kW:50 €/kW

Sollten die tatsächlichen Kosten für den Anschluss der Erzeugungsanlage höher als 200 €/kW liegen, so können jene Kosten, die 200 €/kW überschreiten, dem Anschlusswerber gesondert in Rechnung gestellt werden. Für diesen Fall sind dem Anschlusswerber jedoch mit dieser Vorschreibung detaillierte Kostennachweise und eine fachlich fundierte Begründung vorzulegen, warum es keine alternative Anschlussmöglichkeit gibt, welche zu Kosten unter 200 €/kW umgesetzt werden kann. Diese Kostenvorschreibung unterliegt der Nachprüfung durch E-Control nach § 22 Abs 2. Die Dauer eines solchen Verfahrens hemmt nicht die Frist gemäß § 46 Abs 2, jedoch hemmt sie die Zahlungsverpflichtung der 200 €/kW übersteigenden Kosten.

Für Anschlüsse auf den Netzebenen 1 und 2 ist das Netzzutrittsentgelt aufwandorientiert zu verrechnen.

Dem Netzbetreiber durch diese pauschale Verrechnung entstehende Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen, wobei eine bundesweite Aufteilung dieser Kosten in sinngemäßer Anwendung der Kostenwälzung nach § 62 zu erfolgen hat.

- Zu § 46 und § 17a:

Der bisher in § 6 ÖSG 2012 behandelte Netzzugang für Ökostromanlagen ist im EAG-Entwurf nicht enthalten, das Thema Netzzugang findet sich nun in § 17a und in § 46 EIWOG.

Der Anwendungsbereich von § 17a Abs 1 des Entwurfs ist unklar, es ist aufgrund des Wortlauts der Überschrift davon auszugehen, dass diese Bestimmung nur für Anlagen bis 20 kW anwendbar ist.

Nach § 46 Abs 2 des Entwurfs haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Diese Bestimmung scheint zwar auf den ersten Blick zum selben Ergebnis zu führen wie bisher § 6 Abs 1 ÖSG 2012, ist aber für Netzzugangswerber im Vergleich zu § 6 Abs 1 ÖSG 2012 nachteiliger, weil dieses unbedingte Recht auf Netzzugang nur dann gilt, wenn beide erforderlichen Umsetzungsschritte erfolgen: Erstens müssen die Landesausführungsgesetze die Grundsatzbestimmung umsetzen. Zweitens müssen auch die Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber eine solche Allgemeine Anschlusspflicht normieren. Eine derart doppelt mediatisierte Verpflichtung ist wesentlich ungewisser als eine unmittelbar geltende unmittelbar anwendbare bundesgesetzliche Bestimmung.

Außerdem besteht zwischen § 46 Abs 2 und Abs 3 ein inhaltlicher Widerspruch:

- Nach Abs 2 besteht die Allgemeine Anschlusspflicht ausdrücklich auch dann, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Abs 2 regelt damit Fälle, in denen aktuell noch keine Einspeisung erfolgen kann, weil das Verteilernetz nicht ausreichend dimensioniert ist. Dennoch besteht in diesem Fall eine Anschlusspflicht.
- Nach Abs 3 können die Ausführungsgesetze wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitung der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. In Abs 3 wird also gesagt, dass mangelnde Netzdimensionierung eine Ausnahme von der Anschlusspflicht rechtfertigt.

Nach Abs 3 bestünde also bei einem technischen Hindernis der Netznutzung schon keine Allgemeine Anschlusspflicht. Nach Abs 2 soll die Allgemeine Anschlusspflicht aber explizit schon dann bestehen, wenn noch keine Netznutzung möglich ist. Es empfiehlt sich dringend diesen Widerspruch dahingehend aufzulösen, dass eine Anschlusspflicht eben auch dann besteht, wenn eine Verstärkung, Optimierung oder ein Ausbau des Netzes erforderlich ist.

Bisher besteht in § 6 ÖSG ein unbedingtes Recht auf Netzanschluss für Ökostromanlagen. Der Netzanschluss erneuerbarer Energieanlagen wird entscheidend sein für den erfolgreichen Ausbau. Dieser Anspruch unbedingte Anspruch auf Netzanschluss muss daher weiter bestehen bleiben oder eine zumindest gleich gute Anspruchsgrundlage geschaffen werden. In Zusammenhang mit der Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau der Netze sollte im Sinne der Erreichung der Klima- und Energieziele festgelegt werden, dass die **erforderlichen Ausbauarbeiten umgehend erfolgen und der Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis von EE binnen einer Frist von längstens fünf Jahren** nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens zu erfolgen hat, andernfalls der Netzbetreiber schadenersatzpflichtig wird.

§ 46 sollte daher lauten:

§ 46 (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).

(2) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, dass Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen spätestens 5 Jahre nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens an ihr Netz anzuschließen sind, widrigenfalls der Verteilernetzbetreiber dem Anschlusswerber schadenersatzpflichtig ist.

(3) Die Ausführungsgesetze können wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitungen der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen, im Fall des Anschlusses von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind Ausnahmen jedoch nur temporär bis zur Umsetzung der unter Abs 2 genannten Maßnahmen zulässig.

- **Zu § 62:**

§ 62 Abs. 3 sollte lauten:

„ (3) Das bei der Bestimmung der Entgelte des Höchstspannungsnetzes zugrunde zu legende Verfahren der Kostenwälzung ist von der Regulierungsbehörde unter angemessener Berücksichtigung von Gesichtspunkten einer Brutto- und Nettobetrachtung durch Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmen. Kosten für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung, sowie für die Bereitstellung von Netzverlusten sind in der Brutto- und Nettobetrachtung nicht zu berücksichtigen. Bei der Brutto- und Nettobetrachtung ist ein Anteil von 70% für die Netzkosten im Verhältnis der Gesamtgabe und Einspeisung nach elektrischer Arbeit nach der Kostenwälzung gemäß der Bruttobetrachtung nicht zu überschreiten. Netzkosten für Maßnahmen, welche im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Verstärkung des Höchstspannungsnetzes zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien stehen und im Netzentwicklungsplan gemäß § 38 enthalten sind, sind jedenfalls in der Bruttokomponente zu berücksichtigen. Die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene ist in den arbeitsbezogenen Tarifen für die Netznutzung getrennt zu berücksichtigen und ist in einem in der Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmenden Verfahren den Netzbetreibern des Netzbereichs weiter zu verrechnen.“

Netzreserve: Transparenz zu schaffen: Die jährlichen Berichte sind zu veröffentlichen, auch die Eckpunkte der Ergebnisse der Ausschreibungen (Name und Leistung der Kraftwerke, die einen Zuschlag erhalten haben) sind zu veröffentlichen, damit die Branche einen Überblick erhält, welche Kraftwerke nun an der Netzreserve teilnehmen.

ÖSG 2012

- **Zu § 57e**

- § 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 sollte lauten:

§ 57e ÖSG 2012

(2) *Ab Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, BGBl. I Nr. x/y,*

[...]

2. sind die §§ 12, 14 bis 27a und § 56 Abs. 4 bis 8 mit der Maßgabe anzuwenden, dass Verträge nach diesem Bundesgesetz nicht mehr abgeschlossen werden, es sei denn, eine Förderzusage wurde bereits erteilt. Fördermittel für neue Verträge werden nicht mehr zur Verfügung gestellt. Eine Verlängerung der Laufzeit gemäß § 17 Abs. 3 gilt nicht als Abschluss eines neuen Vertrages. Wurde für eine Ökostromanlage bereits ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen und kann diese Ökostromanlage aufgrund von technischem Fortschritt gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung mit höherer Engpassleistung errichtet werden als im Vertrag ausgewiesen, erstreckt sich die Vergütung gemäß Vertrag auf die Engpassleistung gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung. Wird eine bereits errichtete Anlage erweitert, sind auf den erweiterten Teil die Bestimmungen des EAG anzuwenden;

Zwischen dem Zeitpunkt der Antragstellungen an die Ökostromförderabwicklungsstelle und dem Zeitpunkt der Vertragsausfertigungen für diese Anträge ist der technische Fortschritt bei Ökostromanlagen, insb. bei Windkraftanlagen, weiter rasch vorangeschritten (da es bis zu den durch die ÖSG Novelle 2019 ausgelösten Vertragsausfertigungen zu einem langjährigen Warteschlagenaufbau gekommen war). Zahlreiche dieser Anlagen wurden und werden derzeit aufgrund dieses technischen Fortschritts auf leistungsfähigere modernere Anlagen umgeplant und diese moderneren Anlagentypen behördlich (um)genehmigt. Dadurch erhöht sich auch die Engpassleistung dieser Anlagen. Im Sinne der maximalen Ausschöpfung des Erzeugungspotenzials von Ökostromanlagen sind derartige Umplanungen auf den jeweils modernsten Anlagentyp auch wünschenswert.

Die Regelungen für Anlagenerweiterungen passen für solche bloßen Umplanungen nicht, da die Regelungen über Erweiterungen eine Situation vor Augen haben, in der zu einer bereits errichteten Anlage eine weitere Anlage hinzutritt, nicht aber eine Situation, in der noch gar keine Anlage errichtet ist, sondern sich nur Ausführungsdetails der geplanten Anlage ändern. Auch die Rechtsfolge der Regelung für Anlagenerweiterungen passt nicht für solche bloßen Umplanungen. Diese Regelungen für Anlagenerweiterung (in § 10 Abs 3 des Entwurfs zum EAG) sehen vor, dass bei Anlagenerweiterungen die aus der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen separat gefördert werden und die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig ist, wenn die Anlagenerweiterung nicht der Ökobilanzgruppe zugeordnet ist, eine Voraussetzung, die einem bestehenden Fördervertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle (der eine solche Zuordnung verlangt) widerspricht. Eine einheitliche, bloß umgeplante Anlage lässt sich hinsichtlich der Förderung und der Vermarktung des Stroms auch nur schwerlich in einen ursprünglich geplanten und einen erweitert geplanten Teil aufgliedern. Daher soll die Übergangsbestimmung des 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 zwischen Umplanungen einerseits und echten Erweiterungen andererseits differenzieren. Die Übergangsbestimmung normiert, dass sich die Vergütung gemäß dem bereits abgeschlossenen Fördervertrag im Fall der behördlichen Umgenehmigung aufgrund von technischem Fortschritt auf die Engpassleistung gemäß jüngster behördlicher Errichtungsgenehmigung bezieht.

- § 57e Abs 2 Z 3 ÖSG 2012 bedeutet, dass ab Inkrafttreten des EAG für Betreiber von Anlagen über 500 kW keine Möglichkeit mehr besteht, bei der OeMAG Verträge zum Marktpreis nach § 13 ÖSG abzuschließen. Damit besteht die Gefahr, dass wenn der Markt nicht gut gestaltet wird, Anlagen, die aus den Tarifförderungen fallen, nur mehr sehr schlechte Angebote erhalten und dann nicht mehr die Notfall-Option der OeMAG-Abnahme zum Vertragspreis hätten. Das wäre eine Schlechterstellung jener bestehender Anlagen, deren Tariflaufzeit in den nächsten Jahren endet. Hinzuweisen sei darauf, dass im Zuge der Novelle des deutschen EEG 2021 der Vorschlag auf dem Tisch liegt, dass Netzbetreiber die Energie zum Marktpreis minus Ausgleichsenergie nach dem 20. Betriebsjahr abzunehmen haben.

Das EU-Recht (EU-Richtlinie 2018/2001 sowie Beihilfenrecht) ermöglicht Ausnahmen für Kleinanlagen, und zwar für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW, wobei für Windkraftanlagen als Grenzwert eine installierte Kapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten gilt. Es sollte daher möglich sein, dass Windkraftanlagen unterhalb dieser Schwelle nach wie vor Verträge nach § 13 ÖSG bei der OeMAG erhalten können.

Zudem ist darauf zu verweisen, dass es für jene Anlagen, die eine Förderung aufgrund des bestehenden ÖSG 2012 erhalten haben, beihilferechtlich unproblematisch sein muss, dass diese Anlagen, die sich im Rahmen des geltenden ÖSG 2012 (und damit im Rahmen einer genehmigten Beihilferegelung) befinden, auch weiterhin einen Anspruch auf Abnahme nach § 13 ÖSG 2012 haben. § 57e Abs 2 Z 3 ist daher dahingehend abzuändern.