

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Stubenring 1
1010 Wien
Per E-Mail an: vi-4@bmk.gv.at

Kontakt
Dr. Dieter Kreikenbaum

DW
224

Unser Zeichen
01/2022

Ihr Zeichen

Datum
23.02.2022

Stellungnahme zum Entwurf der EAG-Investitionszuschüsseverordnung Strom

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit zum Entwurf der „EAG-Investitionszuschüsseverordnung Strom“ Stellung nehmen zu dürfen.

Wir begrüßen, dass mit der Veröffentlichung ein erster wichtiger Schritt zur Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes getätigt wird.

In einigen wesentlichen Punkten der Verordnung gibt es jedoch Anpassungsbedarf, wenn die geplanten Fördermechanismen mit den Ausbauzielen in Einklang gebracht werden sollen.

Die im Entwurf zur Investitionszuschussverordnung vorgeschlagenen Förderhöhen beziehen sich auf das EAG Fördergutachten vom 15. November 2021.

Dazu ist festzuhalten, dass die im Gutachten vorgeschlagenen und im Verordnungsentwurf übernommenen Förderempfehlungen aufgrund der Ansätze im Gutachten nicht den aktuellen Finanzierungsbedingungen entsprechen und somit die Investitionsanreize zu gering sind. Im zweiten Teil der Stellungnahme wird spezifisch auf Ansätze des Gutachtens eingegangen, während sich der erste Teil explizit auf Inhalte des Verordnungsentwurfs bezieht.

TEIL 1: Wesentliche Punkte der Stellungnahme im Überblick

- Anpassung der Förderhöhen auf die derzeit schwierige Markt- und Kostensituation (siehe auch Teil 2)
- Erhöhung der Anzahl der jährlichen Fördercalls oder kontinuierliche Möglichkeit zur Fördereinreichung
- Verdoppelung des Fördervolumens im ersten Jahr für alle Technologien, um der zeitlichen Verzögerung Rechnung zu tragen und einen ambitionierten Start zu ermöglichen
- Mindestens dreimonatige Übergangsphase, in der die beiden PV-Förderschienen des EAG und des KLIEN parallel laufen
- Reduktion der für PV-Anlagen auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder Fläche im Grünland zu erfüllenden Maßnahmen auf drei von neun (anstelle fünf von neun)
- Berücksichtigung von Schafhaltung als landwirtschaftliche Nutzung bei Agri-PV-Flächen
- Erhöhung des maximalen anlagenbedingten Flächenverlusts bei Agri-PV auf 15 %
- Berücksichtigung der ÖSG Restmittel für mittlere Wasserkraft
- Größenklassenspezifische Differenzierung bei der Förderung von Wasserkraftanlagen
- Berücksichtigung von Direktleitungen in den Fördervoraussetzungen sowie Nachweispflichten

Zu den einzelnen Punkten des Entwurfes des BMK nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu § 3 Abs. 1 Z3 (ÖSG Mittelübertragung Mittlere Wasserkraft)

Im EAG §56 Abs. 1a wurde nun festgehalten, dass die Restmittel der Investitionsförderung für die mittlere Wasserkraft aus dem ÖSG übertragen werden können. In der Investitionszuschüsse VO ist noch keine Anpassung daran erfolgt. Eine entsprechende Regelung müsste noch eingefügt werden.

Oesterreichs Energie bittet um eine dementsprechende Berücksichtigung dieser Mittel in der VO.

Zu § 3 Abs 2 (Investitionen in Stromspeicher ohne Neuerrichtung/Erweiterung PV)

Danach sind Investitionen in Stromspeicher ohne Neuerrichtung oder Erweiterung von PV-Anlagen sowie Stromspeichererweiterungen nicht Gegenstand des Investitionszuschusses. Zur besseren Verfügbarkeit von Strom aus Photovoltaik sollte eine Förderung von Stromspeichern auch für bestehende Photovoltaikanlagen möglich sein, was im aktuellen Entwurf dezidiert ausgeschlossen ist.

Vorgeschlagen wird daher eine Streichung des Abs. 2.

Zu § 3 Abs 5 (Doppelnutzung von Anlagenteilen von Wasserkraftanlagen)

Hier ist ein Ausschluss der Investitionsförderung für Wasserkraftanlagen bei Doppelnutzung vorgesehen. Diese Einschränkung ist nicht nachvollziehbar, insbesondere da eine Doppelförderung (Nutzen mehrerer Förderungen für das selbe Projekt) ausgeschlossen ist (sowohl bei UFG als auch WBFG) und es somit nicht zu einer Überförderung des

Gesamtprojektes kommen kann. Die Begrifflichkeit „auch für andere Zwecke“ ist unbestimmt und kann sehr weit verstanden werden. So könnte beispielsweise suggeriert werden, dass Maßnahmen, die beiläufig zu einer Verbesserung des Hochwasserschutzes führen, eine „Doppelnutzung“ darstellen und damit Investitionen in diese Anlagenteile nicht förderfähig wären.

Vorgeschlagen wird deshalb eine Streichung des Abs 5. bzw. folgende Spezifizierung:
„Keine Doppelnutzung liegt dann vor, wenn Anlagenteile von Wasserkraftanlagen auch dem Hochwasserschutz dienen oder wasserbaulich notwendig sind.“

Zu § 4 Abs 1 (Voraussetzungen):

Im Sinne der der Gleichbehandlung von Kleinanlagen soll die Nachweispflicht zur finanziellen Sicherung auch auf andere Technologien angewendet werden.

Vorgeschlagen wird deshalb folgende Änderung in Z6: ... *die Nachweispflicht entfällt für Photovoltaikanlagen der Kategorie A, B und C sowie für Wasserkraftanlagen kleiner 100 kW EPL.*“

Zu § 5 Abs. 1 (Fördermittel):

Aufgrund der Verzögerungen im EAG-Gesetzgebungsprozess und des Rückstaus an Projekten sollten die Fördermittel 2022 deutlich erhöht werden. Ansonsten drohen aufgrund des zu erwartenden Ansturms eine zu rasche Ausschöpfung der Fördermittel und erneute Wartezeiten.

Mit Blick auf die gegenwärtig besonders wichtige Planungs- und Investitionssicherheit spricht sich Oesterreichs Energie daher für eine Verdoppelung der aktuell vorgesehenen Fördervolumina für das Kalenderjahr 2022 aus.

Zu § 5 Abs. 1 (Fördercalls):

Bei PV-Anlagen führt aus Sicht von Oesterreichs Energie die Einschränkung auf zwei Fördercalls pro Jahr speziell in der Kategorie A zu einer temporären Häufung an Anlagenbestellungen bzw. Aufträgen zur Anlagenerrichtung, was aufgrund von Kapazitätsengpässen bei den Anlageninstallateuren längere Wartezeiten für Anlagenerrichtungen zu Folge haben wird, da diese ja auf kontinuierliche Auftragseingänge ausgelegt sind. Eine stark intermittierende Auslastung der Wertschöpfungskette (v.a. unserer regionalen Handwerkspartner) führt dabei zu langen Wartezeiten sowie Planungsunsicherheiten. Ebenso ist zu befürchten, dass es in Anbetracht der noch immer suboptimal funktionierenden Lieferketten zu zusätzlichen Engpässen bei PV- und Batteriespeicherkomponenten kommt, weil die PV-Anlageninstallateure die entsprechenden Teile ziemlich zeitgleich bestellen werden.

Daher regt Oesterreichs Energie zumindest einen dritten Fördercall für die größere Photovoltaik der Kategorie D und sechs Fördercalls für kleinere Photovoltaik der Kategorie A an. Nach Möglichkeit sollte bei Kategorie A gänzlich auf eine zeitliche Limitierung der Fördercalls (laufende Möglichkeit zur Förderantragstellung) verzichtet werden, da diese ohnehin nach Zeitpunkt des Einlangens zu reihen sind. Dies würde insbesondere privaten PV-Kleinanlagenbetreibern eine realistische Chance auf einen Förderzuschlag geben, da

sonst zu erwarten ist, dass es bei Öffnung des Calls zu einem enormen Ansturm an Förderwerbern kommen dürfte, bei der private Förderwerber gegenüber PV-Anlageninstallateuren, die idR viele professioneller agieren, nur geringe Chancen haben Fördermittel zu lukrieren.

Für Wind, Wasser und Biomasse soll nach Ansicht von Oesterreichs Energie eine kontinuierliche Möglichkeit zur Antragstellung angestrebt werden, um eine effektive Fördermittelausschöpfung zu erreichen.

Zu § 5 Abs. 1 (Fördersätze):

Die in § 5 Abs 1 angeführten Fördersätze sind aus Sicht von Oesterreichs Energie deutlich zu niedrig angesetzt. Bei den Fördersätzen für die Investitionsförderungen gemäß Gutachten wurde nicht die dort für die Förderung mittels Marktprämie eingeführte „obere Bandbreite“ berücksichtigt. Die Fördersätze beziehen sich daher auf Investitionskosten von 2018-2020, welche aktuell nicht erzielbar sind. Dies ist abzulehnen, da auch Anlagen im Bereich der Investitionsförderungen vom aktuell herausfordernden Markt-, Kosten- und Finanzierungsumfeld betroffen sind. Die Errichtungskosten für Erneuerbaren-Anlagen haben sich seit Erstellung des zugrundeliegenden Gutachtens deutlich erhöht. Den um rund 30% gestiegenen Investitionskosten (wie bspw. erhöhte Stahl- und Betonkosten) muss Rechnung getragen werden.

Daher ist es erforderlich, die derzeit herausfordernden Markt-, Kosten-, und Finanzierungsbedingungen bei der Berechnung der Höhe der Investitionszuschüsse zu berücksichtigen.

Ebenso wurde bei der Wasserkraft im EAG sowie im Gutachten eine Differenzierung der Höhe des Investitionszuschusses nach Anlagengröße ermöglicht. Eine Anpassung nach Engpassleistung wie auch im ÖSG 2012 ist aus Sicht von Oesterreichs Energie sinnvoll.

Oesterreichs Energie regt deshalb bei Wasserkraft eine Differenzierung nach Engpassleistung an.

Zu § 5 Abs. 1 (Fördercalls, Fördermittel und Fördersätze):

Mit dem Start der EAG-Förderung soll das derzeitige KLIEN PV-Förderprogramm, das grundsätzlich noch bis Ende 2022 läuft, eingestellt werden und etwaige verbleibende Mittel voraussichtlich in das EAG überführt werden. Das führt bei jenen PV-Anlagenbetreibern, die bereits eine PV-Anlage gekauft haben und auf einen Montagetermin warten oder die Anlage bereits errichtet wurde, aber noch keine KLIEN-Registrierung durchgeführt haben (laut KLIEN Förderrichtlinie sollte die Registrierung erst dann erfolgen, wenn die baulichen Maßnahmen zur Errichtung der Photovoltaik-Anlage bereits abgeschlossen sind), zu erheblichen Problemen, weil die Gefahr groß ist, dass sie plötzlich ohne Förderung dastehen bzw. dass Anlagenerrichtungen verzögert werden, um zu einem späteren EAG-Call einzureichen.

Oesterreichs Energie schlägt daher vor, für eine Übergangsphase von mindestens 3 Monaten zumindest für Kleinprojekte der Kategorie A zwei PV-Förderschienen parallel laufen zu lassen – also sowohl die EAG-Förderung als auch die KLIEN-Förderung. Auch der weiter oben angeregte gänzliche Verzicht auf eine zeitliche Limitierung der Fördercalls (laufende

Möglichkeit zur Förderantragstellung) bei Kategorie A würde hierbei eine Entlastung schaffen.

Zu § 5 Abs. 3 (Bemessung des höchstzulässigen Investitionszuschusses):

Wenngleich in der Definition § 5 Abs. 1 Z 38 EAG zur „Revitalisierung“ festgehalten wird, dass eine Einrechnung der Auswirkungen wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes auf die Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens nicht erfolgt, wäre dies zur Klarstellung in § 5 Abs. 3 erklärend zu ergänzen oder in den Erläuternden Bemerkungen klarzustellen.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Im Falle von Revitalisierung von Wasserkraftanlagen ist (**unter Berücksichtigung der Bestimmung des § 5 Abs. 1 Z. 38 EAG**) für die Bemessung...“*

Zu § 6 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen):

Der wichtigste Punkt in diesem Zusammenhang ist, dass weiterhin – wie aktuell in der Verordnung vorgesehen – keine Gutachten für die obenstehenden Maßnahmensetzungen benötigt werden dürfen. Ansonsten würden Gutachterkosten die Förderzuschüsse erheblich übersteigen.

Zu § 6 Abs. 1 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen):

Oesterreichs Energie unterstützt das Bestreben nach einem naturverträglichen Ausbau der Photovoltaik auf Freiflächen. Die in § 6 Abs. 1 geforderte Erfüllung von mindestens 5 von 9 Maßnahmen sehen wir in ihrer Menge allerdings kritisch, weil überschießende Förderbedingungen eine Projektrealisierung hemmen könnten. Jede der Maßnahmen ist nicht nur mit zusätzlichen Kosten verbunden, einzelne Maßnahmen scheinen sich sogar gegenseitig ausschließen. Zudem ist. Für die Errichtung einer entsprechenden Anlage ist regelmäßig ein naturschutzrechtliches Verfahren notwendig, in welchem ökologische Aspekte ausreichend berücksichtigt werden und zudem ohnehin ein Abschlag von 25 % auf den Zuschuss vorgesehen. Damit würden die Maßnahmen den wirtschaftlichen Spielraum und die Auswahl infrage kommender Flächen weiter einengen und die Förderziele sowie die Erneuerbaren-Ausbau-Ziele gefährden.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„... Bei Photovoltaikanlagen im Sinne dieser Bestimmung müssen neben den in § 4 Abs. 1 Z 5 und 6 festgelegten Anforderungen mindestens **fünf drei** der im folgenden genannten Maßnahmen erfüllt werden, deren Einhaltung stichprobenartig von der EAG-Förderabwicklungsstelle zu überprüfen sind:“*

Zu § 6 Abs. 2 Z 5 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen):

Der Abschlag sollte auch für PV-Anlagen auf einem Betriebsgelände entfallen. Zudem sollte der Entfall des Abschlags auf Infrastrukturstandorte erweitert werden, sodass im Begriff auch Bestandteile von Landesstraßen und Flächen zur Frischwasser sowie Abwasserbehandlung/Logistik enthalten sind.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„wenn die Anlage auf einem Bergbau- oder Infrastrukturstandort, **inkl. Betriebsgeländen und Bestandteilen von Landesstraßen und Flächen zur Frischwasser sowie Abwasserbehandlung/Logistik, oder**“*

Zu § 6 Abs. 3 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen):

Die für die Agrar-PV relevante Definition der landwirtschaftlichen Produktion aus tierischen Erzeugnissen muss auch die Schafbewirtschaftung inkludieren. Eine Beweidung mit Schafen stellt ebenso eine primäre landwirtschaftliche Produktion von tierischen Erzeugnissen als Hauptnutzung dar und ist daher dem Halten von Junghennen bzw. Jungmasthühner, Legehennen bzw. Mastputen, Mastenten oder Weidegänsen gleichzusetzen.

Oesterreichs Energie schlägt hier eine Größenordnung von 10 Schafen je Hektar als Richtwert vor. Alternativ sollte die Schafbewirtschaftung zumindest explizit im landwirtschaftlichen Nutzungskonzept berücksichtigt und als Agrar-PV-Anforderung anerkannt werden können.

Zu § 6 Abs. 4 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen):

Der in § 6 Abs. 4 vorgesehene 30%-Zuschlag für gebäudeintegrierte Photovoltaik (gemäß Abs. 5 Z 1) ist bei Weitem nicht ausreichend. Die Mehrkosten von BIPV belaufen sich auf etwa 100%. Die Innovationszuschläge müssen sich für diesen Anwendungsfall deutlich erhöhen, um eine Realisierung der gewünschten gebäudeintegrierten Projekte zu ermöglichen.

Zu § 6 Abs. 5 (innovative Photovoltaikanlagen):

In § 6 Abs. 5 werden in einer taxativen Aufzählung jene Anlagen festgelegt, welche als innovative Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) anzusehen sind und somit einen Zuschlag gemäß § 6 Abs. 4 erhalten. Im alpinen Raum bieten Staumauern Potential für die Errichtung von PV-Anlagen; zudem gewinnen PV-Anlagen auf Gründächern oder in Kombination mit Wohn-, Gewerbe-, oder Industriebauten zunehmend an Bedeutung. Aus diesem Grund regen wir an, PV-Anlagen auf Staumauern und PV-Anlagen auf Gründächern oder in Kombination mit Wohn-, Gewerbe- oder Industriebauten explizit in die Aufzählung § 6 Abs. 5 aufzunehmen. Außerdem sollten neben PV-Anlagen auf Parkplätzen in § 6 Abs. 5 Z 3 auch jene auf versiegelten Flächen wie Brücken, Kläranlagen, Radwegen, Straßen und Autobahnen oder auf Lawinenverbauungen als innovative PV-Anlagen gelten. Im Allgemeinen regen wir an, die Gewährung eines Zuschusses nicht an eine taxative Auflistung zu knüpfen, dies widerspricht dem Grundgedanken der Innovation.

**Zu § 6 Abs. 3 Z 3 (Ab- und Zuschläge für Photovoltaikanlagen) sowie
Zu § 9 Abs. 2 Z 4a (Förderanträge und Unterlagen):**

Neue Vorgaben für Agri-PV führen eine Limitierung für die Belegungsfläche ein. Agri- PV Projekte mit Biodiversitätszweck bleiben unberücksichtigt. Dieser Wert erhöht den Reihenabstand, wobei eine Doppelnutzung mit Weidetieren auch mit geringeren Abständen sehr gut funktionieren würde.

Zu § 9 Abs. 2 Z 4b (Förderanträge und Unterlagen):

In § 9 Abs. 2 Z 4. lit. b wird festgelegt, dass bei Agri-PV-Anlagen ein Nutzungsplan vorzulegen ist, der auch Informationen zum Flächenverlust gibt. Dabei wird festgehalten, dass der anlagenbedingte Flächenverlust an der Gesamtfläche nicht größer als 7 % sein darf. Der maximale Flächenverlust von 7% sollte auf 15% erhöht werden, da bei Standorten mit schlechtem Untergrund PV-Anlagen nur mit Betonfundamenten errichtet werden können. Dieses Praxiserfordernis muss sich im Gesetz widerspiegeln

Zudem ist die Definition von Flächenverlust noch genauer zu spezifizieren (projizierte Fläche vs. tatsächliche Bodenversiegelung durch Ramppfosten/Fundamentplatten etc.). Agri PV Norm (DIN SPEC 91434:2021-05) unterscheidet hier zwei Systeme: Agri-PV Anlagen mit einer Aufständering mit lichter Höhe (Überkopfsysteme) mit 10% Flächenverlust sowie Agri-PV Anlagen mit einer bodennahen Aufständering (vertikale Modulreihen) mit 15% Flächenverlust auf Gesamtfläche. Dies sollte auch in der VO berücksichtigt werden. Es sollte zudem eine Definition der in der Verordnung genannten „restlichen Fläche“ ergänzt werden. Nicht eingegangen wird auf landwirtschaftliche Flächen, die zwar als solche gewidmet sind, aber zurzeit nicht als solche genutzt werden.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Flächenverlust: Der Flächenverlust an der Gesamtfläche durch Aufbauten, Unterkonstruktionen sowie Anlageninfrastruktur darf höchstens **157%** der Gesamtfläche betragen. Zur Anlageninfrastruktur zählen alle Veränderungen auf der Gesamtfläche, die mit der Errichtung, dem Betrieb oder der Wartung der Photovoltaikanlage in direktem Zusammenhang stehen. Die restliche Fläche muss für Maßnahmen zur Erhöhung der Biodiversität genutzt werden. Im Falle einer Schotterung muss Schotterrasen verwendet werden.“*

Zu § 9 Abs. 2 (Förderanträge und Unterlagen):

Zum Zeitpunkt des Antrages auf Förderung kann in der Regel noch kein Nachweis über den Anschluss an das Bahnstromnetz oder an das öffentliche Netz erbracht werden.

Vorgeschlagen werden folgende Änderungen:

*„Dem Antrag auf Förderung sind eine technische Projektbeschreibung, **eine Bestätigung ein Nachweis über die Möglichkeit, eines den** Anschluss an das Bahnstromnetz oder das öffentliche Netz, **bzw. der Nachweis des Bestehens oder der notwendigen vertraglichen Absicherung einer Direktleitung vorzunehmen, ...“***

Zu §10 Abs. 2 (Förderfähige Kosten):

Wir gehen davon aus, dass der Begriff der förderfähigen Kosten in § 10 Abs. 2 deckungsgleich mit dem Begriff der umweltrelevanten Mehrkosten in §§ 56, 56a, 57, 57a EAG ist. Dies sollte in den Erläuternden Bemerkungen klargestellt werden.

Zu § 10 Abs. 4 (Ermittlung der förderfähigen Kosten):

Aus Sicht von Oesterreichs Energie müssen die Kosten für Netzausbaumaßnahmen (Z 5) und Eigenleistungen (Z 10) als integraler Bestandteil der PV-Installation als förderwürdig

anerkannt werden. Des Weiteren sollten Kosten für Öffentlichkeitsarbeit (Z 6) und Kosten für Straßen und Wege (Z 7), welche für die Aufschließung der Anlagen erforderlich sind, förderfähig sein.

Vorgeschlagen wird daher eine Streichung der erwähnten Positionen.

*...Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat die Investitionskosten der Referenzanlage zu ermitteln und inklusive **der Berechnung, der dieser Berechnung** zugrundeliegenden Annahmen, **Unterlagen und Gutachten, für den Antragsteller nachvollziehbar und unverzüglich nach Kundmachung der gegenständlichen Verordnung auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.***

Vor dem Beginn des ersten Fördercalls ist eine Musterkalkulation anhand derer die Referenzwerte ermittelt werden auf der Homepage der Förderabwicklungsstelle zu veröffentlichen.

Zu § 12 Abs. 1 (Endabrechnung):

Die in § 12 Abs. 1 festgelegte Frist zur Vorlegung der Abrechnung seitens des Fördernehmers muss von drei auf sechs Monate erhöht werden, da die Praxis zeigt, dass diese Frist oftmals seitens der Netzbetreiber nicht eingehalten werden kann. Zusätzlich soll bei der Fristsetzung ein Passus eingefügt werden, welcher unverschuldete Verzögerungen berücksichtigt. Beispielsweise kann die bei Wasserkraftwerken das Kollaudierungsverfahren seitens der Behörde zu unverschuldetem Verzögerungen kommen.

Vorgeschlagen wird deshalb folgende Ergänzung:

„Wird bei Fristende ein Nachweis des Förderwerbers von unverschuldetem Verzögerungen vorgebracht, kann seitens der Abwicklungsstelle eine weitere Fristverlängerung genehmigt werden.“

Zu §12 Abs. 4 (Nachweispflicht):

Die Notwendigkeit des Gutachtens eines Sachverständigen als Nachweis für die tatsächlich (ausgebaute) Engpassleistung (EPL) ist überschießend. Die technischen Projektdaten und Berichte der Einreichunterlagen sind aus Sicht von Oesterreichs Energie ausreichend. Ebenso ist hier die Möglichkeit einer Direktleitung zu berücksichtigen.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

„4. ... bei Neuerrichtungen der technische Bericht aus dem die tatsächl. EPL ableitbar ist...“

„5. ... bei Revitalisierungen der technische Bericht aus dem die tatsächl. EPL ableitbar ist...“

*„6. ...Netzzugangsvertrag, Nachweis über den Anschluss an das Bahnstromnetz oder **Nachweis über Bestehen bzw. Fertigstellung einer Direktleitung**“*

Zu §12 Abs. 8 (Rechnungsadressat):

Dieser Absatz ist insofern missverständlich formuliert, als dadurch der Eindruck vermittelt wird, dass der Verpächter/Pachtgeber nicht gleichzeitig auch Förderwerber sein kann, obwohl dies regelmäßig der Fall sein wird, zumal der Pachtgeber die Maßnahmen gemäß § 3 Abs 1 setzt (vgl § 7). Dies sollte jedenfalls klargestellt werden. Der Vollständigkeit halber sollte hier auch als weitere Variante Miete/Mietkauf explizit angeführt werden, so wie dies auch im Rahmen der KLIEN-Förderung der Fall ist.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„... Auf den Rechnungen ist der Förderwerber als Rechnungsadressat anzuführen, ausgenommen bei Leasing-Finanzierungen, Contracting-Finanzierungen, **Miete und Mietkauf-Modellen** oder Pachtverträgen. In diesen Fällen ist der **Leasinggeber, der Contractor, der Vermieter oder der Pachtgeber, sofern er nicht ohnehin Förderwerber und gleichzeitig Rechnungsadressat ist, als Rechnungsadressat zulässig, wobei ...“***

Zu §12 Abs. 8 (Rechnungsadressat):

Batteriespeicher werden nur in Kombination mit der Errichtung einer PV-Anlage gefördert. Vor dem Hintergrund der derzeitigen OeMAG-Förderrichtlinien, die besagen, dass Rechnungen und Zahlungsbelege für jedes Förderprojekt gesondert (keine Zusammenfassung mehrerer Förderprojekte auf einer Rechnung oder einem Zahlungsbeleg) übermittelt werden müssen, führt dies in Bezug auf die Rechnungslegung für die Kombination von PV-Anlagen mit Batteriespeichern zu einer Abwicklungsunsicherheit. Hier wäre eine Klarstellung sehr hilfreich.

Zu § 13 Abs. 2 (Vorlagefrist):

Die Frist zur Vorlage einer Bestätigung der konsensgemäßen Errichtung der Anlage nach Zustellung des Kollaudierungs- bzw. Überprüfungsbescheides sollte von 14 Tagen auf sechs Wochen verlängert werden.

Zu § 13 Abs.3 (Einsicht):

Es ist dem Fördernehmer rechtlich nicht möglich Einsicht in die Bücher und Belege Dritter zu gewähren. Oesterreichs Energie fordert deshalb die Streichung des Passus *„...oder bei Dritten...“*

Zu § 13 und § 14 (Aufbewahrungsfristen):

Mit Blick auf Löschkonzepte/-routinen, die Unternehmen insbesondere auch aufgrund von Datenschutzbestimmungen eingeführt haben, ist nicht nachvollziehbar, weshalb § 13 Abs 3 Z 2 und Z 3 eine 10-jährige Aufbewahrungsfrist vorsieht und wird angeregt, diese Frist auf die allgemeinen Aufbewahrungspflichten für Unternehmen und damit auf 7 Jahre anzupassen. Konsequenterweise wird auch eine Änderung der Fristen in § 14 Abs 1 Z 5, 8, 10 und 13 auf 7 Jahre angeregt.

Zu § 14 Abs 1 Z 13 (Rückzahlungsverpflichtung, Änderung der Eigentums- oder Beteiligungsverhältnisse):

Eine Rückzahlungsverpflichtung der Förderung, wenn sich die Eigentums- oder Beteiligungsverhältnisse für das Unternehmen des Fördernehmers bis zu 10 Jahre nach Inbetriebnahme der geförderten Anlage ändern, ist überschießend und sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Zu § 15 Abs. 1 (Änderung Verfügungsrecht an der Anlage):

Gemäß § 15 Abs 1 ist es unbedingt erforderlich, dass alle Fälle des § 14 Abs 1 Z 13 berücksichtigt werden, andernfalls wäre die Änderung des Verfügungsrechtes an der Anlage bis 10 Jahre nach Inbetriebnahme der geförderten Anlage nicht möglich.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Die Vertragspartner sind grundsätzlich berechtigt, sämtliche sich aus dieser Vereinbarung ergebenden Rechte und Pflichten rechtsverbindlich auf allfällige Einzel- oder Gesamtrechtsnachfolger zu übertragen und zu überbinden (**Rechtsnachfolge**) sowie **Änderungen im Verfügungsrecht über die Anlage herbeizuführen (§ 14 Abs 1 Z 13)**. Die Rechtsnachfolge **oder Änderung im Verfügungsrecht über die Anlage** ist der EAG-Förderabwicklungsstelle umgehend und ohne Verzögerung unter Vorlage aller relevanter Unterlagen schriftlich oder per E-Mail bekanntzugeben.“*

§ 15 Abs 3 (Übernahme der Rechte und Pflichten, „Nachhaftung“):

§ 15 Abs 3 ist in der derzeitigen Formulierung mit Blick auf andauernde Verpflichtungen abzulehnen.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Bei Übertragung der Rechte und Pflichten auf Rechtsnachfolger werden die ursprünglichen Parteien von ihren bis zum Zeitpunkt der Rechtsnachfolge eingegangenen wechselseitigen Verpflichtungen erst frei, wenn der Rechtsnachfolger **in** diese Verpflichtungen zur Gänze **eingetreten ist erfüllt hat**.“*

Zu § 2 Abs. 1 Z10 (Begriffsbestimmungen):

Zu § 9 Abs. 2 (Förderanträge und Unterlagen):

Zu § 12 Abs. 10 (Endabrechnung und Auszahlung):

Investitionszuschüsse sollten auch für Erneuerbaren-Anlagen gewährt werden, die über keinen eigenen Zählpunkt verfügen. Somit könnten auch Direktleitungs- und Überschusseinspeisungs-Kraftwerke (in Gewerbe- und Industriegebieten, deren Einspeisepunkt nicht direkt einer Erneuerbaren-Anlage zugeordnet wird) klar gefördert werden. Dies ist für die Erhaltung des nachhaltigen Industriestandorts Österreich von Bedeutung. Auch die Einspeisung von Ökostrom über virtuelle Zählpunkte wird in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen, denn dadurch können erhebliche Netzausbaukosten eingespart und ein zeitlicher Verzug beim Ausbau verhindert werden. Die dafür benötigten Rahmenbedingungen müssen schon heute geschaffen werden. Oesterreichs Energie schlägt daher folgende Änderungen vor:

Vorgeschlagen werden folgende Änderungen:

*§ 2 Abs 1 Z 10: „**Inbetriebnahme**“ die erstmalige Inbetriebsetzung (~~Netzanschluss und Netzparallelbetrieb~~) der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage; bei Revitalisierung von Wasserkraftanlagen die erstmalige Inbetriebsetzung nach Durchführung sämtlicher Revitalisierungsmaßnahmen;“*

*§ 9 Abs 2: „Dem Antrag auf Förderung sind eine technische Projektbeschreibung, ein Nachweis über den Anschluss an das Bahnstromnetz oder an das öffentliche Netz **oder an einen Stromabnehmer**, eine Zusammenstellung der Investitionskosten und ein Nachweis über die erforderlichen Genehmigungen oder Anzeigen anzuschließen. Zudem gelten anlagenspezifisch nachfolgende Besonderheiten.“*

§ 2 Abs 1 Z 10: „Die Auszahlung der Fördermittel kann bei Wasserkraftanlagen nachfolgendem Modus erfolgen:

1. 70% der gewährten Fördersumme mit dem Nachweis der tatsächlichen Einspeisung ins Netz **oder der Stromlieferung an einen Stromabnehmer** und durch Beibringung einer Sicherstellung mittels Bankgarantie;
2. die restlichen 30% der gewährten Fördersumme gemäß Abs. 9.“

TEIL 2: Allgemeine Punkte in Bezugnahme auf das EAG-Fördergutachten

Die in der Verordnung aufscheinenden Fördersätze beziehen sich auf die Einschätzungen im EAG-Fördergutachten und damit implizit auf die darin getroffenen Annahmen. Diese Annahmen werden von Oesterreichs Energie teilweise deutlich hinterfragt, wobei insbesondere bei den unterstellten Kapitalkosten Anpassungsbedarf besteht.

Eine erste Einschätzung von Oesterreichs Energie auf Basis der Methodik der Gutachter ist dieser Stellungnahme auf den nachfolgenden Seiten beigefügt. Dabei wird auf Basis der von den Gutachtern unterstellten Gewichtung von Eigen- und Fremdkapital (20/80) aufgezeigt, dass die ermittelten Kapitalkosten deutlich zu niedrig angesetzt wurden und wichtige Markt- und Risikofaktoren unterschätzt bzw. ausgeklammert wurden. Diese erste Einschätzung, die sich möglichst nahe an der gewählten Methodik des Gutachters orientiert und nicht die Branchensicht repräsentiert, wird in Folge noch durch ein detailliertes Gutachten ergänzt, welches nach dessen Abschluss an das BMK übermittelt wird.

Grundsätzlich sind zu den Annahmen in Bezug auf die dieser Stellungnahme gegenständlichen Investitionsförderungen zwei weitere wichtige Punkte festzuhalten:

- 1) Der von den Gutachtern angenommene WACC wurde für die Investitionsförderungen bei Photovoltaik, Windkraft und Biomasse auf 1% (reduzierter „WACC Standard“) gesetzt, sollte aber eigentlich deutlich höher liegen („WACC Risiko“). Die dazu angeführten Begründungen für die Anwendung des 1%-WACC im Gutachten („um Renditeerwartungen vor allem von Anlagenbetreiber*innen kleinerer ...-anlagen adäquat abzubilden“) weist Oesterreichs Energie strikt zurück.
- 2) Die für alle Marktprämienförderungen eingeführte „obere Bandbreite“, welche das aktuell herausfordernde Marktumfeld in Bezug auf Investitionskosten, aber auch Finanzierungsbedingungen und Risiken berücksichtigen soll, wurde im Bereich der Investitionsförderungen nicht übernommen. Dies ist nicht objektiv begründbar, daher abzulehnen und die „obere Bandbreite“ auch bei Investitionsförderungen zu berücksichtigen.

Generell ist zu hinterfragen, warum die aktuell vorherrschende Marktsituation als „obere Bandbreite“ Erwähnung findet, aber nicht die Förderempfehlung des Gutachters darstellt. Der unterstellte Standardfall vor dieser „oberen Bandbreite“ stellt einen Zustand dar, der absehbar nicht wieder erreichbar ist. Somit sollte auf die Nennung der „oberen Bandbreite“ verzichtet werden und die Förderempfehlung auf die aktuelle Marktsituation Bezug nehmen.

Darüber hinaus, weisen wir darauf hin, dass die derzeitigen Investitionskosten deutlich höher liegen als dies im Gutachten angenommen wird - trotz Einführung einer „oberen Bandbreite“.

Die unterstellten Kosten- und Kostenerwartungen sind also noch entsprechend der aktuellen Gegebenheiten anzupassen.

Details zur Berechnung des WACC:

Ein wichtiger Bestandteil des EAG-Gutachtens ist die Erhebung der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten („WACC“), der ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbaren Energien für Unternehmen ist. Das WACC ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbaren Energien für Unternehmen.

Wie in der Tabelle unten dargestellt, ermittelt das EAG-Gutachten WACC-Werte für „risikoarme“ und „risikoreiche“ Investitionen in Höhe von 3,8% (nominal, Vor-Steuer) bzw. 4,78% (nominal, Vor-Steuer). Der „risikoarme“ WACC wurde dabei im Gutachten von ursprünglich 3,30% auf 3,80% angehoben, um einem „geringfügig erhöhten Risiko sowohl bei Eigen- als auch bei Fremdkapital“ gerecht zu werden. Für den „risikoreichen“ WACC wurde keine Anpassung vorgenommen. Das EAG-Gutachten legt für Investitionszuschüsse für bestimmte kleine Anlagen einen separaten WACC-Wert von 1% fest, der die Renditenerwartung dieser Anlagenbetreiber widerspiegeln soll.

Annahmen zu WACC und Finanzierungsbedingungen im Gutachten

WACC	„Risikoarm“	„Risikoarm“- risiko-adjustiert	„Risikoreich“	„Renditen- erwartung kleiner Anlagen-betreiber“
EK Kosten	8%	10%	12%	-
FK Kosten	2.12%	2,25%	2.37%	-
davon risikoloser (fixer) Zinssatz Fremdkapital	0.37%	-	0.37%	-
davon Risikozuschlag Fremdkapital	1.75%	-	2.00%	-
Körperschaftsteuer	25%	25%	25%	-
EK Anteil	20%	20%	25%	-
WACC (nominal, Vor- Steuer)	3,30%	3,80%	4.78%	1.00%

Quelle: EAG-Gutachten

Die Bestimmung der WACC-Werte weist allerdings methodische Mängel auf. Aus diesem Grund unterschätzt das EAG-Gutachten die durchschnittlichen Kapitalkosten, wodurch die veranschlagten Betriebs- und Investitionsförderungen keine ausreichenden Investitionsanreize setzen.

Verfahren zur Bestimmung des WACC entspricht nicht Stand der Wissenschaft und ist wenig transparent

Der WACC ist definiert als der Durchschnitt der Eigenkapitalkosten („EK-Kosten“), gewichtet mit dem Eigenkapitalanteil („EK-Anteil“), und Fremdkapitalkosten („FK-Kosten“), gewichtet mit dem Fremdkapitalanteil („FK-Anteil“). Dabei besteht ein Zusammenhang zwischen der

Höhe der EK-Kosten sowie dem EK-Anteil, d. h. je niedriger der EK-Anteil desto höher sind die EK-Kosten. Die WACC-Schätzung des EAG-Gutachtens ignoriert diesen Zusammenhang und schätzt die drei Parameter (EK- und FK-Kosten, bzw. EK-Anteil) unabhängig voneinander. Dies ist methodisch nicht sachgerecht.

Den angenommenen EK-Kosten („Risikoarm“: 8% bzw. nach einer Risikoadjustierung 10%; „Risikoreich“: 12%) und FK-Kosten („Risikoarm“: 2,12% bzw. nach einer Risikoadjustierung 2,37%; „Risikoreich“: 2,37%) liegen eine Erhebung durch das EU-Forschungsproject AURES II bzw. eine Auswertung davon zugrunde. Aus dem EAG-Gutachten geht nicht hervor auf welchen EK-Anteil sich diese Werte beziehen, d. h. ob sie sich auf einen EK-Anteil von 20% (bzw. 25%) beziehen, wie er im EAG-Gutachten verwendet wird, oder auf einen anderen. Ohne diesen Zusammenhang zu kennen, ist es nicht möglich die Angemessenheit der angenommenen EK-Kosten zu beurteilen. Der Ansatz ist dadurch wenig transparent.

Zur Regulierung der Energienetze in Österreich (aber auch üblicherweise in anderen europäischen Ländern und für andere Bereiche der Energiewirtschaft bzw. Industriesektoren) werden deshalb die einzelnen WACC-Parameter anhand von Marktdaten selbst geschätzt und die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Parametern bei der WACC-Bestimmung berücksichtigt. Eine Auswertung von Parametern auf Basis von Marktbefragungen wird dabei als mögliche Plausibilitätsprüfung allerdings nicht als Hauptmethode zur Bestimmung des WACC verwendet.

Als mögliche Plausibilitätsprüfung scheinen die AURES-II-Angaben tatsächlich einen relevanten Richtwert darzustellen. Nach Abbildung 5 (S. 31) des EAG-Gutachtens liegt die AURES II WACC-Bandbreite für Österreich¹ zwischen 4,50% und 5,00%, also 0,5%- bzw. 1,2%-Punkte über dem adjustierten „risikoarmen“ WACC von 3,8% im EAG-Gutachten.

Selbst Anwendung der WACC-Parameter für regulierte Energienetze führt zu höherem „risikoarmen“ WACC als im EAG-Gutachten angenommen

Zur Bestimmung des „risikoarmen“ WACC von 3,80% werden im EAG-Gutachten (S. 59) 10% als angemessene EK-Kosten (nominal, Vor-Steuern) angeführt. Dies stellt eine Erhöhung des ursprünglichen Wertes von 8% (S. 34) dar und soll die höheren Risiken aufgrund der aktuellen Marktdynamiken abbilden. Weder für die 8%, noch die 10% EK-Kosten findet sich eine transparente Herleitung. Im Zusammenhang mit den 8% wird auf die AURES II Studie und, als Plausibilitätscheck, auf ein EAG-Gutachten für Deutschland verwiesen, das allerdings auch keine explizite Herleitung beinhaltet. Der Aufschlag von +2%-Punkten auf 10% wird nicht weiter begründet.

Zur Beurteilung der 8% bzw. 10% EK-Kosten (nominal, Vor-Steuer) können einzelne relevante WACC-Parameter für die Regulierung der Energienetze für

¹ Es ist unser Verständnis, dass das AURES II WACC für Österreich im Wesentlichen die Finanzierungssituation im Fördersystem der „Einspeisetarife“ abbildet. Also in einem weniger risikoreichen Marktumfeld als nach dem neuen Fördersystem im EAG.

Gasfernleitungsbetreiber (Regulierungsperiode: 2021-25)² sowie der Stromverteilnetze (Regulierungsperiode: 2019-2023)³ herangezogen werden. Daraus lassen sich Bandbreiten für die EK-Kosten (nominal, Vor-Steuer) für den „risikoarmen“ WACC ableiten. Für die Fremdkapitalkosten wird der Wert aus dem EAG-Gutachten für den „risikoarmen“ WACC in Höhe von 2,25% herangezogen.

Annahmen zu Finanzierungsbedingungen in der Energienetzregulierung

	WACC-Parameter	Anmerkung
Risikoloser Zinssatz	0,39% / 1,08%	Risikoloser Zinssatz aus EAG-Gutachten bzw. aus aktueller Regulierungsperiode (2021-25) für Gasfernleitungsbetreiber („GasFNB“)
Marktrisikoprämie („MRP“)	4,5% / 5%	MRP aus E-Control Regulierungsentscheidung für Gasfernleitungsbetreiber (Regulierungsperiode: 2021-24) bzw. Stromverteilnetzbetreiber (Regulierungsperiode: 2019-23)
Unverschuldetes Beta	0,40	Unverschuldetes Beta aus E-Control Regulierungsentscheidung für Gasfernleitungsbetreiber (Regulierungsperiode: 2021-24)

Source: OesterreichsEnergie

Im Ergebnis zeigt sich, dass der „risikoarme“ WACC (nominal, Vor-Steuern) auf Basis der oben angeführten Parameter in einer Bandbreite von **3,82% bis 4,22%** liegt. Die EK-Kosten liegen bei 10,1% bis 12,1%.

„Risikoarmer“ WACC – Parameter auf Basis regulierter Energienetze in Österreich

Varianten	MRP (4,5%)	Risikoloser Zinssatz GasFNB, MRP (4,5%)	MRP (5%)	Risikoloser Zinssatz GasFNB, MRP (5%)
FK-Zins (Vor-Steuern)	2.25%	2.25%	2.25%	2.25%
Risikoloser Zinssatz	0.37%	1.08%	0.37%	1.08%
MRP	4.50%	4.50%	5.00%	5.00%
Unverschuldetes Beta	0.4	0.4	0.4	0.4
Verschuldetes Beta	1.6	1.6	1.6	1.6
EK-Zins (Nach-Steuern)	7.57%	8.28%	8.37%	9.08%
EK-Zins (Vor-Steuern)	10.10%	11.00%	11.20%	12.10%
EK-Anteil	20%	20%	20%	20%
Steuern	25%	25%	25%	25%

² https://www.e-control.at/documents/1785851/0/E-Control_Cost_Methodology_DE_XXX_GmbH+%282%29.pdf/dfb7000-5349-5e69-fef4-15d60a35df72?t=1590737998715

³ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Deiz+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156

WACC (nominal, Vor- Steuern)	3.82%	4.01%	4.03%	4.22%
---	--------------	--------------	--------------	--------------

Quelle: OesterreichsEnergie

Eine Anpassung an die aktuelle Marktsituation ist bei der Berechnung für die EK-Kosten noch nicht enthalten. Folgt man hier der Logik des EAG-Gutachtens müssten die EK-Kosten noch einmal um 2%-Punkte erhöht werden. Dies ergibt bei Berücksichtigung des Verschuldungsgrades eine **Bandbreite für den „risikoarmen“ WACC von 4,22% bis 4,62%.**

Anwendung der WACC-Parameter für regulierte Energienetze spiegelt allerdings nicht höheres Risiko bei Investitionen in Erneuerbare Energien wider

Die oben ermittelte Bandbreite für den „risikoarmen“ WACC unterstellt, dass eine Investition in Erneuerbare Energien das gleiche Risiko aufweist, wie eine Investition in regulierte Netze. Dies ist allerdings nicht der Fall, wie anhand eines Vergleichs ausgewählter Risiken zwischen regulierten Energienetzen und EE-Anlagen unter verschiedenen EE-Fördersystemen dargestellt werden kann.

Vergleich ausgewählter Risiken zwischen regulierten Energienetzen und EE-Anlagen unter verschiedenen EE-Fördersystemen

	Volumenrisiko	Preisrisiko	Ausgleichsenergieerisiko	Risk Exposure
Regulierte Energienetze	Kein Volumenrisiko, da Mengenschwankungen durch Regulierungskonto abgedeckt. ⁴	Kein Preisrisiko, da regulierte Preise	Nicht relevant	Gering
EE-Anlagen mit Vergütung Einspeisetarif	Ja. Wenn tatsächliche Erzeugung nicht der zur Berechnung der Einspeisetarif entspricht	Kein Preisrisiko, solange in Förderregime. Nach Ende Förderregime volles Marktpreisrisiko bis Ende der technischen Lebensdauer.	Nicht relevant, da keine Direktvermarktung und somit kein Ausgleichsenergieerisiko aufgrund der Abweichung von Plan- und Ist-Erzeugung	Mittel
EE-Anlagen mit Vergütung Marktrisikoprämie	Ja. Wenn tatsächliche Erzeugung nicht der zur Berechnung des anlegbaren Preises entspricht	Kein Preisrisiko, solange in Förderregime. Nach Ende Förderregime volles Marktpreisrisiko bis Ende der technischen Lebensdauer (kann bei Wasserkraftanlagen deutlich sein)	Relevant, da Direktvermarktung. Ausgleichsenergieerisiko aufgrund der Abweichung von Plan- und Ist-Erzeugung von Erzeugungstechnologien verschieden (sehr hoch bei Wind)	Hoch
EE-Anlagen mit Vergütung Investitionsförderung	Ja. Wenn tatsächliche Erzeugung nicht der zur Berechnung der Investitionsförderung entspricht.	Volles Marktpreisrisiko über gesamte technische Lebensdauer der Anlage	Relevant, da Direktvermarktung. Ausgleichsenergieerisiko aufgrund der Abweichung von Plan- und Ist-Erzeugung von Erzeugungstechnologien verschieden	Sehr hoch

Source: OesterreichsEnergie

⁴ Eine Ausnahme ist allerdings die Regulierung für GasFNB. Dort unterliegen die Unternehmen einem Volumenrisiko, für welches sie eine Abgeltung durch einen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz in Höhe von +3,5%-Punkten bekommen.

Aus der obigen Tabelle ist ersichtlich, dass die regulierten Energienetze ein geringeres Risiko als Investitionen in Erneuerbare Energien bezüglich Volumen-, Preis- und Ausgleichsenergieerisiken aufweisen. Dieser Unterschied sollte sich auch im WACC wiederfinden. Gleichzeitig besteht auch ein unterschiedliches Risiko-Exposure abhängig von der spezifischen EE-Förderung.

Das höhere Risiko kann bei der WACC-Ermittlung durch das unverschuldete Beta abgebildet werden. Dieses liegt in der Regel für regulierte Energienetze unter dem des Energieunternehmens. Aus der unteren Tabelle ist ersichtlich, dass die unverschuldeten Betas für Energieunternehmen teils deutlich über dem Beta (0,40), welches aktuell in Österreich für regulierte Energienetze verwendet wird, liegen. Dies kann als Basis für einen Aufschlag auf das Beta für die regulierten Energienetze zur Abbildung des höheren Risikos von Investitionen in Erneuerbare Energie dienen.

Unverschuldetes Beta von Energieunternehmen

	1-Jahr-Beta (2020)	3-Jahres-Beta	5-Jahres-Beta
ORSTED A/S (DEN)	0.96	0.78	0.7
FALCK RENEWABLES SPA (IT)	0.65	0.62	0.56
EDP RENOVAVEIS SA (SP)	0.56	0.47	0.46
SOLARIA ENERGIA Y MEDIO AMBI (SP)	0.82	0.89	0.74
VERBUND AG (AT)	0.95	0.87	0.71
EVN AG (AT)	0.59	0.53	0.39
RWE AG (GER)	0.91	0.85	0.83
ENEL SPA (IT)	0.61	0.55	0.55

Quelle: OesterreichsEnergie auf Basis von Bloomberg

Die Auswirkung auf den „risikoarmen“ WACC kann durch eine Erhöhung des Beta auf 0,45-0,50 dargestellt werden. Im Ergebnis zeigt sich, dass der „risikoarme“ WACC (nominal, Vor-Steuer) bei Berücksichtigung des höheren Risikos im Vergleich zu regulierten Energienetzen in einer **Bandbreite von 4,06% bis 4,75%** liegt. Die EK-Kosten liegen bei 11,3% bis 14,8%.

„Risikoarmer“ WACC – Varianten zur Abbildung höheres Risiko als regulierte Energienetze

Varianten	MRP (4,5%), Beta (0,45)	Risikoloser Zinssatz GasFNB, MRP (5%), Beta (0,50)
FK-Zins (Vor-Steuer)	2.25%	2.25%
Risikoloser Zinssatz	0.37%	1.08%
MRP	4.50%	5.00%
Unverschuldetes Beta	0.45	0.5
Verschuldetes Beta	1.8	2
EK-Zins (Nach-Steuer)	8.47%	11.08%
EK-Zins (Vor-Steuer)	11.30%	14.80%
EK-Anteil	20%	20%
Steuern	25%	25%

WACC (nominal, Vor-Steuern)	4.06%	4.75%
------------------------------------	--------------	--------------

Quelle: OesterreichsEnergie

Eine Anpassung an die aktuelle Marktsituation ist bei der Berechnung für die EK-Kosten noch nicht enthalten. Folgt man hier der Logik des EAG-Gutachtens müssten die EK-Kosten noch einmal um 2%-Punkte erhöht werden. Dies ergibt bei Berücksichtigung des Verschuldungsgrades eine **Bandbreite für den „risikoarmen“ WACC von 4,62% bis 5,02%**.

Auswirkung auf „risikoreichen“ WACC aufgrund Erhöhung des „risikoarmen“ WACC

Im EAG-Gutachten wird nur eine Anpassung an die aktuelle Marktsituation für den „risikoarmen“ WACC vorgenommen. Die Beschränkung auf den „risikoarmen“ WACC ist allerdings nicht logisch. Wenn höhere Risiken aufgrund der aktuellen Marktdynamiken vorliegen, dann sind sowohl „risikoarme“ als auch „risikoreiche“ Investitionen von diesen Marktdynamiken betroffen. Eine Anpassung für den „risikoreichen“ WACC ist somit angebracht. Diese Anpassung sollte zumindest im Umfang der im EAG-Gutachten vorgesehenen Anpassung für den „risikoarmen“ WACC in Höhe von +0,50%-Punkten erfolgen. Dies ergibt einen **„risikoreichen“ WACC von 5,28%**.

Gleichzeitig kann eine ähnliche Rechnung wie für den „risikoarmen“ WACC angestellt werden. Für den „risikoreichen“ WACC wird dabei dem Umstand Rechnung getragen, dass die Investitionen, die unter diesen Fördermechanismus fallen, einem höheren Risiko ausgesetzt sind. Es wird deshalb ein Beta von 0,60-0,65 angesetzt. Bei den Fremdkapitalzinsen wird unterstellt, dass diese sich von 2,37% auf 2,5% erhöhen. Dies entspricht der Erhöhung der Fremdkapitalzinsen beim „risikoarmen“ WACC von +0,13%-Punkten (von 2,12% auf 2,25%), welcher dem Wert von 3,8% zugrunde liegt. Daraus ergibt sich eine **Bandbreite für den „risikoreichen“ WACC von 4,92% bis 5,76%**.

Risikoreicher“ WACC – Varianten

Varianten	MRP (4,5%), Beta (0,60)	Risikoloser Zinssatz GasFNB, MRP (5%), Beta (0,65)
FK-Zins (Vor-Steuern)	2.50%	2.50%
Risikoloser Zinssatz	0.37%	1.08%
Marktrisikoprämie	4.50%	5.00%
Unverschuldetes Beta	0.6	0.65
Verschuldetes Beta	1.95	2.11
EK-Zins (Nach-Steuern)	9.15%	11.64%
EK-Zins (Vor-Steuern)	12.20%	15.50%
EK-Anteil	25%	25%
Steuern	25%	25%
WACC (nominal, Vor-Steuern)	4.92%	5.76%

Quelle: OesterreichsEnergie

Eine Anpassung an die aktuelle Marktsituation ist bei der Berechnung für die EK-Kosten noch nicht enthalten. Folgt man hier der Logik des EAG-Gutachtens müssten die EK-Kosten

(ähnlich wie beim „risikoarmen“ WACC) noch einmal um +2%-Punkte erhöht werden. Dies ergibt bei Berücksichtigung des Verschuldungsgrades eine **Bandbreite für den „risikoreichen“ WACC von 5,42% bis 6,26%**.

WACC von 1 % nicht begründet und begründbar



Zur Bestimmung der Investitionszuschüsse für drei Anlagenkategorien (Photovoltaikanlagen bis max. 1.000 kWp, innovative Photovoltaiksysteme bis max. 1.000 kWp, und Windkraftanlagen mit Engpassleistung von 20 kW bis 1 MW) legt das EAG-Gutachten einen WACC Wert von 1% zugrunde. Der geringere WACC Wert von 1% soll die Renditenerwartungen dieser Anlagenbetreiber widerspiegeln.

Diese Ausnahmeregelung ist nicht begründet. Das EAG-Gutachten lässt gänzlich offen, warum Betreiber dieser kleineren Anlagen weniger Renditeerwartungen haben sollen. Ebenso scheint die 1%-WACC-Annahme willkürlich und subjektiv gewählt und entspricht nicht den wissenschaftlichen und regulatorischen Standards, auf denen das Gutachten aufbauen sollte.

Zusätzlich steht die 1%-WACC-Annahme im direkten Widerspruch zu den Annahmen für die Kapitalkosten in allen anderen Anlagekategorien. Selbst wenn man kleinen Anlagebetreibern eine geringere Renditeerwartung unterstellt, so sollte der Betrieb der Anlage zumindest die FK-Kosten abgelden. Diese liegen laut EAG-Gutachten allerdings zwischen 2,12% und 2,37% und könnten bei kleineren Betreibern ggf. noch etwas höher liegen. Es ist daher nicht plausibel, dass durch die behauptete Renditeerwartung von nur 1% die Kapitalkosten der Investition gedeckt werden können.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen



Mag. Dr. Michael Strugl
Präsident

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche.

Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit rund 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 25.000 MW und einer Erzeugung von rund 68 TWh jährlich, davon 72 Prozent aus erneuerbaren Quellen.