

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz Schwerpunkte aus Sicht der E-Wirtschaft

Stand April 2020

Die im Jänner 2020 angelobte neue österreichische Bundesregierung hat in ihrem Regierungsprogramm die ambitionierten Zielvorgaben für den Strombereich der #mission2030 bekräftigt und weiter spezifiziert.

Konkretisiert wurden die für eine 100 %-ige Abdeckung des Gesamtstromverbrauchs bis 2030 aus erneuerbaren Energien zusätzlich erforderlichen Ausbaumengen: von den insgesamt 27 TWh an Zuwachs sollen 11 TWh aus Photovoltaik, 10 TWh aus Windkraft, 5 TWh aus Wasserkraft und 1 TWh aus Biomasse stammen.

Um die ausgezeichneten Werte der österreichischen Stromwirtschaft im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit auch zukünftig zu erhalten, schlägt Oesterreichs Energie für diese zusätzlichen 27 TWh Strom aus heimischen erneuerbaren Energiequellen ein kosteneffizientes Incentivierungssystem vor, das den Aspekt einer regional und technologisch breit gestreuten Erneuerbaren Basis ausreichend berücksichtigt.

Mit dem für diesen Zuwachs notwendigen Investitionsvolumen in der Größenordnung von über 25 Mrd. Euro können starke Impulse für die österreichische Wirtschaft gesetzt werden, wobei über den Bereich des Erneuerbaren-Ausbaus hinaus weitere signifikante direkte Folgeinvestitionen im Stromsektor erwartet werden (etwa in Pumpspeicher, Netzausbau usw.). Wie das Economica Institut für Wirtschaftsforschung 2018 für Oesterreichs Energie aufzeigte, generiert jede investierte Milliarde Euro nicht nur rund 700 Millionen an Wertschöpfung, sondern steht für 7.300 vollzeitäquivalente Arbeitsplätze in Österreich und verbleibt auch zu 2/3 in Österreich. Allein aus dem Ausbau der Erneuerbaren würde das volkswirtschaftliche Effekte von 43 Mrd. Euro und 180.000 vollzeitäquivalente Arbeitsplätzen bedeuten.

Dies ist umso wichtiger in einer Zeit, in der die Covid-19-Pandemie und die Maßnahmen zu deren Eindämmung auch der österreichischen Wirtschaft großen Schaden zufügen. Investitionen in die heimische Wertschöpfung, insbesondere durch den ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, sind ein in höchstem Maße geeignetes Mittel, um nach Abwendung der gesundheitlichen Krise den österreichischen Konjunkturmotor wieder zum Laufen zu bringen. Neben den direkt profitierenden österreich-spezifischen Sektoren, wie der Bauwirtschaft und Lieferanten von industriell gefertigten Komponenten, sind weitreichende Folgeeffekte für eine Vielzahl von weiteren Branchen und Sektoren mit gut ausgebildeten Fachkräften zu erwarten. Ein wesentlicher Faktor zum Erfolg dieser Investitionen und des Ausbaus der Erneuerbaren an sich ist dabei die Verfügbarkeit der benötigten Flächen, insbesondere für Windkraft und Photovoltaik, auf welchen die heimische Wertschöpfung realisiert werden soll.

Die gegenwärtige Krise führt uns einmal mehr vor Augen, wie wichtig einerseits unsere kritische Infrastruktur, insbesondere auch im Strombereich, ist und andererseits wie schnell nachbarschaftliche Solidarität unterbrochen werden kann. In diesem Sinne ist die Stärkung der enorm wichtigen Versorgung mit Elektrizität aus heimischen erneuerbaren Quellen, neben den bereits betonten wichtigen Impulsen für die heimische Wertschöpfung und die Konjunktur, ein weiteres wesentliches Argument warum Österreich so rasch wie möglich ein starkes, ausgewogenes und nachhaltiges EAG benötigt.

Übernahme von Systemmitverantwortung

- Für Oesterreichs Energie ist die **Funktionsfähigkeit des Strommarkts** entscheidend, daher müssen die zusätzlich erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energien verantwortungsvoll in den Strommarkt integriert werden. Entscheidend sind dabei die Heranführung der Technologien an den Wettbewerbsmarkt und die **Übernahme von Systemmitverantwortung**.
- Für alle Teilnehmer am Incentivierungssystem muss ein **level playing field** gelten, in welchem die rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Erzeugungstechnologien in gleicher Weise Berücksichtigung finden. Dabei darf es weder eine nicht sachgerechte Bevorzugung der etablierten EE-Markttakteure noch unsachliche Vorteile für neu eintretende EE-Marktteilnehmer (wie beispielsweise Erneuerbaren Energiegemeinschaften) geben.
- Grundsätzlich ist festzuhalten, dass **Direktvermarktung** in Verbindung mit Bilanzverantwortung und geeigneter Ausgestaltung eines variablen Marktprämienmodells von sich aus Anreize zu **systemdienlichem Verhalten** setzt. Dadurch wird sichergestellt, dass EE-Anlagenbetreiber bzw. deren Vermarkter eine möglichst gute Prognose erstellen, um so den Bedarf an Regelleistungsvorhaltung und insbesondere deren Einsatz zu optimieren.
- Als aktiven Beitrag zur Systemstabilität sollten darüber hinaus EE-Anlagen, die der Direktvermarktung unterliegen, die Möglichkeit haben, auch als **Anbieter von Regelleistung** aktiv zu sein. Die aktuellen Präqualifikationsbedingungen wären für derartige Fälle dahingehend anzupassen, dass Teilmengen der Anlagenparks, die mit hoher Wahrscheinlichkeit abrufbar sind, am Regelmarkt angeboten werden können (Übernahme der deutschen Präqualifikationsbedingungen).
- Weiters sollten für regelbare Anlagen und gesicherte Leistungen Anreize für einen netz- und marktdienlichen Einsatz durch **Integration in Redispatch-Rahmen** geschaffen werden. **Systemdienstleistungen** (Beispiel Frequenzhaltung, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit etc.) sollten **abgegolten** werden.

Technologiespezifische Incentivierung mittels variabler Marktprämie

- Aufgrund der ambitionierten Zielvorgaben des Regierungsprogramms muss innerhalb eines engen Zeitrahmens und strenger Genehmigungserfordernisse ein Großteil der kurz- und mittelfristig ökologisch und ökonomisch machbaren Ausbaupotenziale aller relevanten Erneuerbaren in Österreich genutzt werden. Daher ist die **technologiespezifische Incentivierung** zweckmäßig, um eine **Diversität von Erzeugungsmustern (Netz- und Systemstabilität)** und eine **Begrenzung regionaler Konzentrationseffekte** zu erreichen.
- Die **technologiespezifischen Ausbauvolumina** orientieren sich mit 27 TWh bis 2030 am Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung: 11 TWh Photovoltaik, 10TWh Windkraft, 5 TWh Wasserkraft, 1 TWh Biomasse-KWK (wobei hier auch der Bestand von 2 TWh erhalten werden muss).

- Es wird ein Incentivierungssystem vorgeschlagen, das den Schwerpunkt auf **variable Marktprämien** legt. Variable Marktprämien **zeigen** im Vergleich zu Investitionsförderungen **klare Kostenvorteile**, weil eine geringere Risikoabgeltung erforderlich ist, es zu einer Vermeidung von einmaligen budgetären Belastungen kommt und Anreize zum effizienten und langfristigen Betrieb der Anlagen geschaffen werden. Dort, wo es trotz des engen Zeitrahmens bis 2030 **genügend Projekte und Projektwerber** gibt, soll es sinnvollerweise zu einer **wettbewerblichen Bestimmung der Vergütungssätze** kommen. Alternativ kann in jenem Bereich, wo dies nicht der Fall ist, eine administrativ festgelegte Marktprämie angedacht werden.
- Die **Vergütungsdauer** der Marktprämien muss sich auf einen Zeitraum von **20 Jahren belaufen**.
- Die Höhe der variablen Marktprämien ergibt sich als Differenz der für die jeweilige Technologie wettbewerblich ermittelten bzw. administrativ **festgelegten Vergütung** (im deutschen EEG „anzulegender Wert“) und dem **Marktwert** des durch die jeweilige Technologie erzeugten Stroms. Der Marktwert entspricht dem durchschnittlichen erzielbaren Verkaufserlös eines Erzeugungsprofils der jeweiligen Technologie an einer Strombörse. Der Marktwert wird also aus einem geeigneten **Referenzmarktpreis** an einer Strombörse im Nachhinein errechnet.
- **Je kürzer** der Zeitraum ist, der für die **Ermittlung des Referenzmarktpreises** gewählt wird, desto mehr spiegelt der Referenzmarktpreis die Bewegung des zugrundeliegenden Großhandelspreises wider und desto **niedriger ist das Risiko für die Anlagenbetreiber**, die die Differenz zwischen zugesagter Vergütung und Referenzmarktpreis als Marktprämie erstattet bekommen. Die Marktprämie schwankt dann weitgehend umgekehrt proportional zum Großhandelspreis und die Gesamterlöse des Anlagenbetreibers sind damit wenig volatil.
- **Je länger** dagegen der Betrachtungszeitraum für die Durchschnittspreisbildung ist, desto weniger bildet der Referenzmarktpreis die Schwankungen des Großhandelspreises ab. Dadurch ergeben sich einerseits **mehr Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung und systemdienliches Handeln**, indem der Stromabsatz in Phasen niedriger Marktpreise vermieden wird. Andererseits sind vor allem solche Anlagen, die kaum Möglichkeiten zur Steuerung ihres Angebots haben, einer höheren Volatilität ihrer Gesamterlöse ausgesetzt. Somit erscheint für Anlagen, deren Erzeugung in höheren Ausmaß steuerbar ist, eine längere Referenzpreisermittlungsmethode angemessen.
- Oesterreichs Energie spricht sich daher dafür aus, bei **Wasserkraft- und Biomasse-Anlagen** eine **quartalweise Referenzpreisperiode** zu wählen. Für **Windkraft- und PV-Anlagen** sollte dagegen eine **monatliche Referenzpreisbildung** vorgesehen werden.
- Zur Bestimmung der **Marktwerte** je Technologie sollten die entsprechenden, in das öffentliche Netz eingespeisten, **nationalen Technologieportfolios** herangezogen werden:
 - Wind: Einspeiseprofil des nationalen Wind Portfolios (Neuanlagen und Bestand);
 - PV: Einspeiseprofil des nationalen PV Portfolios (Neuanlagen und Bestand ohne Anteil des Eigenverbrauchs);

- Laufwasser und Speicher mit natürlichem Zufluss: Einspeiseprofil des nationalen Portfolios Laufwasser (Neuanlagen und Bestand);
- Biomasse: nationales Biomasse Portfolio (Neuanlagen und Bestand ohne Anteil des Eigenverbrauchs).
- Zur Berechnung der Referenz-Marktpreise im Direktvermarktungssystem wird **EPEX Spot AT** vorgeschlagen, ohne dies im Gesetz zu verankern, um gegebenenfalls Anpassungen über die Jahre vornehmen zu können.
- Im Falle von Perioden mit drei oder mehr Stunden („3h-Regel“) mit **negativen Preisen** sollen die Marktprämien nicht ausbezahlt werden.

Fokus auf effektive und effiziente Ausschreibungen und Direktvermarktung

- Die **Vergabe der Incentivierungsmittel** erfolgt, dort wo es im engen Zeitrahmen bis 2030 ausreichende Projekte und Projektwerber gibt, vorrangig durch **nachhaltig angelegte Ausschreibungsverfahren und Verpflichtung der Direktvermarktung** für:
 - Wasserkraftanlagen mit einer Ausbauleistung von über 1 MW, wenn die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung rechtfertigt,
 - Feste Biomasse-KWK-Anlagen mit einer Ausbauleistung von über 500 kW, wenn die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung rechtfertigt,
 - Windkraft-Anlagen mit einer Ausbauleistung von über 500 kW und
 - Photovoltaikanlagen mit einer Ausbauleistung zwischen 500 kW und 5 MW.
- Angemessene **Präqualifikationsanforderungen** (Genehmigung erster Instanz) sind in diesen Fällen vorgesehen, um die Realisierung der Projekte mit einer **großen Akteursvielfalt** zu gewährleisten und gleichzeitig den strengen österreichischen Umwelanforderungen und –gesetzen zu entsprechen.
- **Ausnahmefälle ohne Ausschreibung** gelten für Windkraft, Photovoltaik und für feste Biomasse-KWK kleiner 500 kW bzw. für Wasserkraft kleiner 1 MW. Für diese gelten eigene Präqualifikationskriterien. Diese sollten die Wahlmöglichkeit haben, entweder durch einen zentralen Vermarkter vermarktet zu werden oder selbst direkt zu vermarkten. Die zentrale Vermarktung könnte weiterhin durch die OeMAG erfolgen. Es ist auf ein „Level-playing-field“ der Vermarkter von Anlagen mit Pflicht zur Vermarktung und dem zentralen Vermarkter von Kleinanlagen zu achten. Der zentrale Vermarkter darf nicht gleichzeitig als Vermarkter für neue, größere EE-Anlagen auftreten, da durch das zugewiesene „Grundportfolio“ an Klein- und nicht wechselnden Bestandsanlagen ein Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Vermarktern bestehen könnte.
- Für Wasserkraftanlagen >1 MW ist die Marktprämie administrativ festzulegen, falls die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung nicht rechtfertigt. Dies gilt analog für feste Biomasse-KWK-Anlagen >500 kW.
- Aufgrund der hohen Akteursvielfalt im Bereich der **PV-Kleinanlagen** erscheinen **Investitionsförderungen** als einfach administrierbarer Fördermechanismus sinnvoll.

Wasserkraft	< 1 MW	≥ 1 MW
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung oder administrativ festgelegt
Windkraft	< 500 kW	≥ 500 kW
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung
Photovoltaik	< 500 kWp	≥ 500 kWp
	Investitionszuschüsse bis max. 40%	variable Marktprämie mit Ausschreibung
Biomasse	< 500 kWwel	≥ 500 kWwel
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung oder administrativ festgelegt

- Bei der vorgeschlagenen technologiespezifischen Incentivierung sind neben den erforderlichen **neuen Anlagen** auch sämtliche zweckmäßige Maßnahmen **zum Erhalt und zur Erhöhung des Erzeugungsausputs** bei bestehenden erneuerbaren Anlagen (**Effizienzsteigerung/Erweiterung, Revitalisierung**) in adäquater Weise zu erfassen.
- Bei der Wasserkraft stellt die **Aufrechterhaltung der Erzeugung durch Revitalisierungsmaßnahmen** bei bestehenden Anlagen zum Ende der Genehmigungsdauer bzw. der technischen Lebensdauer durch die Umsetzung der aktuell gültigen ökologischen Auflagen im Sinne der WRRL einen Spezialfall dar. Deshalb wird hier bei Nachweis, dass eine Aufrechterhaltung durch die Umsetzung dieser Auflagen im Sinne der WRRL etc. ohne Unterstützung nachweislich nicht wirtschaftlich darstellbar ist, eine **Bestandssicherung** in Form eines Investitionszuschusses oder einer Marktprämie gewährt. Kommt es im Rahmen einer Revitalisierung **neben der Herstellung des technischen und ökologischen Standes der Technik** auch zu einer **Erzeugungssteigerung**, so kann die **zusätzliche Erzeugungsmenge** an der Ausschreibung oder der administrativen Zuteilung der **Ausbauincentivierung teilnehmen** (s.o.). Mindererzeugungen, welche sich aus den umzusetzenden Maßnahmen der Wasserrahmenrichtlinie ergeben, sollen bei der Errechnung der zusätzlichen Erzeugungsmenge eingerechnet werden.
- In der Förderung befindliche **EE-Bestandsanlagen** sollten die **Möglichkeit und einen Anreiz** (ähnlich der Managementprämie in DE) erhalten, für die Restzeit der Förderung mit dem für die Anlage geltenden Einspeisetarif als „anzulegenden Wert“ **in die Direktvermarktung zu wechseln**. Bei der Ausgestaltung des Anreizsystems sollte berücksichtigt werden, dass im Einspeisetarif die Ausgleichsenergiekosten, welche im Fall der Direktvermarktung der Anlagenbetreiber zu tragen hat, nicht inkludiert sind. Zusätzlich ist eine Abwägung zwischen den Ersparnissen für das Gesamtsystem (insbesondere durch die erwarteten Reduktionen der Ausgleichsenergiekosten) und den Mehrkosten für das Anreizsystem zu treffen.
- **Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit von mehr als 20 Jahren bzw. nach der Abschreibung** sollen bei Bedarf nach Maßgabe des **EU-Beihilfenrechts** mittels administrativ festgelegten Marktprämien incentiviert werden.

Dezentralisierungsmodell für Windkraft

- Die Rahmenbedingungen müssen so gesetzt werden, dass ein zielorientierter Ausbau der Technologien Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse (inkl. Bestandserhaltung) unter Berücksichtigung der **regionalen Verhältnisse** gewährleistet wird.
- Zuschläge für besondere Infrastrukturanforderungen (Dezentralisierung) sind im Hinblick auf die ambitionierten Ausbauziele sinnvoll, weil sie zu geringeren Gesamtkosten (Investition, Netzausbau, Infrastruktur etc.) führen können.
- Um Konzentrationseffekte zu vermeiden, Infrastrukturkosten auszugleichen und die soziale Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhöhen, sollte für Windkraft im Gesetz das Prinzip verankert werden, eine regionale/dezentrale Verteilung des gleichzeitigen Ausbaus in mehreren geeigneten Bundesländern voranzutreiben. (Siehe dazu Studie Windpotenzial der IG Windkraft 2018).
- Die Detailformel zur Berechnung eines sogenannten „Dezentralisierungsfaktors“ sollte dabei nicht im Gesetz angeführt, sondern in Verordnungen reglementiert werden.
- Zur Faktorberechnung sollten objektivierbare Kriterien wie Infrastrukturkosten (Ableitungslänge, Höhendifferenz usw.), Netzausbaukosten, Windertrag und Windgeschwindigkeit herangezogen werden.

Speicher und Flexibilität im EAG

- Der gleichzeitig zu erfolgende massive Ausbau von Speichern und Flexibilitäten in allen Größenordnungen und Technologien nimmt eine der zentralen Rollen beim Ausbau volatiler EE-Anlagen ein.
- Das Speicher- und Flexibilitäts-Thema ist auch mit dem Thema Sektorkopplung verbunden und geht fachlich sowie monetär weit über den reinen Incentivierungsrahmen für EE hinaus. Es sollte daher im EIWOG und nicht im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes adressiert werden.
- Eine Förderung oder Incentivierung von Kleinst-Speichern sollte auf Pilot- bzw. auf eingegrenzte Leuchtturmprojekte beschränkt bleiben und sollte dabei jedenfalls technologieoffen gestaltet sein.

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse
Ausschreibungsgegenstand	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagenⁱ ≥ 1 MW Erzeugungssteigerungen: Erweiterungen von Bestandsanlagenⁱⁱ ≥ 1 MW: Effizienzsteigerung/ Erweiterung und Erzeugungssteigerung im Rahmen von Revitalisierungen 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen ≥ 500 kW 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagenⁱⁱⁱ ≥ 500 kWp – 5 MWp Erweiterungen von Bestandsanlagen ≥ 500 kWp – 5 MWp 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen ≥ 500 kWel Erweiterungen und Revitalisierungen von Bestandsanlagen ≥ 500 kWel:
Ausschreibungsverfahren	Verschlossene Gebotsabgabe, die auch web-basiert erfolgen kann.			
Preisfestsetzung	Pay as bid			
Präqualifikation	Positiver erstinstanzlicher Genehmigungsbescheid und Bietergarantie in Form einer abstrakten Bankgarantie oder einer vergleichbaren Unternehmensgarantie mit hoher Bonität über einen Betrag von 45 €/kW, die im Falle des Zuschlags als Realisierungsgarantie verwendet wird.			
Ausschreibungsvolumen je Runde Anzahl und Häufigkeit	<ul style="list-style-type: none"> Gesamtvolumen 2021 – 2030: 5 TWh (rd. 1.000 -1200 MW) Aufteilung des Incentivierungsvolumens^{iv}: <ul style="list-style-type: none"> Anlagen ≥ 1 MW: 3.5 TWh Ausschreibung oder administrativ festgelegt Anlagen < 1 MW: 1,5 TWh (administrativ festgelegte Marktprämie bzw.^v Einspeisetarife) Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> Gesamtvolumen 2021 – 2030: 10 TWh (rd. 4.500 MW) Incentivierungsvolumen 10 TWh Start mit 2 x pro Jahr mit 225 MW/ 450 GWh Ausschreibung auf Basis MW und Anbot in €/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> Gesamtvolumen 2020 – 2030: 11 TWh (rd. 11.000 MW) Aufteilung des Incentivierungsvolumens: <ul style="list-style-type: none"> Anlagen ≥ 500 kWp – 5 MW: 7 TWh und 50 % der Jahressumme (ausgeschrieben) Anlagen < 500 kWp: 4 TWh und 50 % der Jahressumme (administrativ festgelegter Investitionszuschuss) Start mit 4x pro Jahr mit 150 MWp (Ausschreibungsvolumen 600 MWp in 2021, steigend auf 1.000 MWp p.a. in 2030) Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> Gesamtvolumen 2021 – 2030: 3 TWh (inkl. 2 TWh Bestandserhalt^{vi}) Start mit 1 x pro Jahr 40 MW_{el}, später einzelne Jahre mit größeren Kontingenten nach Bedarfsermittlung (Annahme: 6.250 Vollaststunden pro Jahr und 480 MW Gesamtleistung) Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MWh

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse
	<p>Die Evaluierung der Ausschreibung soll in den ersten drei Jahren nach jeder Ausschreibung erfolgen. Danach in jährlichen Abständen. Nicht zugeteilte Mengen erhöhen das Volumen der nächsten Ausschreibung für die jeweilige Technologie. Möglichkeit einer Anpassung, um auch größere Projekte sinnvoll zu integrieren (z.B. durch Ansammeln von Volumina).</p>			
Realisierungszeitraum und Pönale	<p>Die Frist für die Inbetriebnahme beträgt</p>			
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ fünf Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ drei Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ein Jahr 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ drei Jahre
Vergütungsarten	<p>Variable Marktprämie über 20 Jahre mit Direktvermarktung. Vergütet wird die in das öffentliche Netz eingespeiste Menge.</p>			
				<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Ergebnisse der Ausschreibung („anzulegender Wert“) für Biomasse-Neuanlagen sollen wertgesichert/ indexiert werden (orientiert an Mix aus Biomasseindex der LLK und VPI)
Geographische Vielfalt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Differenzierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standortausgleichsmodell mit Dezentralisierungskoeffizienten ^{vii} 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standortausgleichsmodell mit Dezentralisierungskoeffizienten ^{ix} 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Differenzierung
Maximum-/Minimumpreis	<p>Nominal fixierte Höchstwerte (Maximumpreise) werden durch die ausschreibende Stelle festgelegt. Die Evaluierung der Ausschreibungsmodalitäten soll in den ersten drei Jahren nach jeder Ausschreibung und in weiterer Folge im Abstand von einem Jahr erfolgen.</p>			
Bieteranzahl	<p>Mindestanzahl an 3 Anbietern (unterschiedliche Eigentümer/Bieter).</p>			
Übertragbarkeit	<p>Übertragung von Eigentumsrechten an Projekten soll möglich sein.</p>			

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse				
Information	Ausschreibungs-Transparenzdatenbank mit umfassender & zeitnaher Information (vgl. EEG-Ausschreibungen): Gebote (Anzahl/Menge), Zuschläge (Anzahl/Menge), Höchstwert mit Zuschlag, Minimalwert mit Zuschlag, mittlerer Zuschlagswert, etc.							
Sekundärmarkt	Keine Handelbarkeit von Zuschlägen (Verfahren auf die Parzelle/Grundstück gebunden)							
Anlagenänderung nach Zuschlag	<p>Anlagenänderungen gegenüber der Präqualifikation führen zu keinem Verlust des Zuschlags, da sich zwischen Vorprojektierung und Errichtung Änderungen ergeben können. Der Schwellenwert einer Leistungsänderung in Bezug auf jene Leistung, die angeboten wurde, ist mit +/- 10 % limitiert.</p> <p>Verkleinerung der Anlagenleistung über 10% sollte mit Verfall der anteiligen Förderzusage und Pönale (siehe Punkt Realisierungszeitraum und Pönale) möglich sein. Bei Nichtrealisierung eines bezuschlagten Projekts rückt das bei der damaligen Ausschreibung erste nicht bezuschlagte Projekt nicht nach bzw. hat keinen nachträglichen Förderanspruch.</p> <p>Die zusätzlichen/reduzierten Mengen reduzieren/erhöhen das Volumen der nächsten Ausschreibung.</p>							
Nicht berücksichtigte Angebote	<p>Nicht berücksichtigte Angebote können in der nächsten Runde wieder teilnehmen.</p> <p>Eine Verschiebung zu anderen Technologien ist nicht möglich.</p>							
Ausnahmen von Ausschreibungen	<p>Für vorgesehene Ausnahmefälle ohne Ausschreibung sind die Vorlage der notwendigen Genehmigungsbescheide sowie die Darlegung der voraussichtlichen Investitions- bzw. Gestehungskosten und eine projektbezogene Beurteilung der Förderwürdigkeit als Qualifikationsbedingungen und -kriterien vorzusehen.</p> <table border="1" data-bbox="338 842 2177 1335"> <tr> <td data-bbox="338 842 792 1335"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^v Einspeisetarife ▪ Wasserkraftanlagen >1MW, falls die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung nicht rechtfertigen ▪ Bestandssicherung im Rahmen von Revitalisierungen: wird in Form eines Investitionszuschusses oder einer Marktprämie gefördert </td> <td data-bbox="799 842 1254 1335"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife </td> <td data-bbox="1261 842 1715 1335"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vergabe 4x pro Jahr ▪ Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 €/kWp ▪ Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen ▪ Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert </td> <td data-bbox="1722 842 2177 1335"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen, Erweiterungen und Revitalisierungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife ▪ Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{viii} </td> </tr> </table>				<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^v Einspeisetarife ▪ Wasserkraftanlagen >1MW, falls die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung nicht rechtfertigen ▪ Bestandssicherung im Rahmen von Revitalisierungen: wird in Form eines Investitionszuschusses oder einer Marktprämie gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vergabe 4x pro Jahr ▪ Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 €/kWp ▪ Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen ▪ Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen, Erweiterungen und Revitalisierungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife ▪ Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{viii}
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^v Einspeisetarife ▪ Wasserkraftanlagen >1MW, falls die Anzahl der zu erwartenden Gebote eine Ausschreibung nicht rechtfertigen ▪ Bestandssicherung im Rahmen von Revitalisierungen: wird in Form eines Investitionszuschusses oder einer Marktprämie gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vergabe 4x pro Jahr ▪ Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 €/kWp ▪ Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen ▪ Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen, Erweiterungen und Revitalisierungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife ▪ Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{viii} 					
Allgemeine Punkte	Eigenverbrauch wird dem Erneuerbaren Ziel (+27 TWh bis 2030) angerechnet.							

Definitionen und Erläuterungen

- ⁱ **Wasserkraft Neuanlage ≥ 1 MW:** Teilnahmemenge ist erwartetes RAV, abgegebene Preise aller Angebote werden über leistungsgrößenabhängige Gewichtungsfaktoren standardisiert, z.B. über Größenstufen (z.B. ≥ 1 MW - 10 MW, > 10 MW) oder durch normierte Größendegressionskurve oder durch Kombinationen davon.
- ⁱⁱ **Wasserkraft Bestandsanlagen ≥ 1 MW:** Teilnahmemenge unterscheidet sich nach Projekttypen: Effizienzsteigerung/ Erweiterung/ Erzeugungssteigerungen bei Revitalisierungen (Teilnahmemenge ist zusätzliches RAV). Je nach Projekttyp gelten unterschiedliche Höchstwerte, die über Gewichtungsfaktoren priorisiert werden.
- ⁱⁱⁱ **Photovoltaik Neuanlagen ≥ 500 kWp – 5 MWp** auf und an Gebäuden und baulichen Anlagen sowie an Betriebs- und Verkehrsflächen. Neben Gewerbe- und Siedlungsflächen sowie Deponien sollen, sofern die landwirtschaftliche Nutzung nicht wesentlich eingeschränkt wird, auch Grünlandflächen genutzt und gefördert werden können. Um den Landschaftsschutz zu berücksichtigen kann eine spezielle Widmung für PV (Grünland PV) eingeführt werden – dazu sollte eine österreichweite Regelung gefunden werden. Folgende Flächenkategorien sollen als förderwürdig ausgewiesen werden: Flächen im Nahbereich von Infrastruktur und von Netzanschlusspunkten, vorbelastete Flächen sowie Flächen mit geringer ökologischer Bedeutung, Parkplatzüberdachungen und Flächen im Bereich der Eisenbahn, Landwirtschafts- und Grünlandflächen, je nach Klassifizierung ihrer Bodenwertigkeit (vorrangig geringe bis mittlere Bodenwertigkeit sowie extensiv genutzte Flächen), „Agro-PV“ mit Anbau von Nutzpflanzen parallel zur Stromerzeugung sowie Wasserflächen (ohne Widerspruch mit Tourismus, Ökologie und Naherholung).
- ^{iv} **Aufteilung der Wasserkraft-Incentivierung:** laut Pöyry-Wasserkraftpotenzialstudie 2018 liegt das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial außerhalb hochsensibler Gebiete bei **11 TWh** (davon 1 TWh Optimierungspotenzial durch Effizienzsteigerungen und Revitalisierungen und 10 TWh Erweiterungs- und Neuerschließungspotenzial). Derzeit gibt es rd. **2.650 konkrete Projekte und Projektkonzepte mit möglicher Einspeisung bis 2030 unter den dzt. Rahmenbedingungen** (Revitalisierung/Erweiterung und Neubau; ohne vorgezogene Effizienzsteigerungen und Private) mit **einem Jahresarbeitsvermögen von 4,4 TWh**, davon sind ca. 2.530 Projekte < 1 MW mit 1,4 TWh (~31%), ca. 60 Projekte und Projektkonzepte > 1 MW – 10 MW mit 0,7 TWh (16%) und 46 Projekte und Projektkonzepte > 10 MW mit 2,3 TWh (~53%).
- ^v **Einspeisetarife** bis 500 kW (125) bzw. **administrativ festgelegte Marktprämie** unter 1 MW (127) gemäß EU Beihilfeleitlinien
- ^{vi} **Bestandserhalt** bei fester Biomasse-KWK-Anlagen: Nach den ÖMAG-Daten befanden sich im Jahr 2010 bereits 120 Anlagen mit einer Ökostromerzeugung von rd. 2 TWh in Betrieb bzw. im Ökostrom-Förderregime. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren ist es daher zur Zielerreichung von 3 TWh unabdingbar notwendig, bis 2030 zusätzlich zur Errichtung von Neuanlagen, die rd. 120 bestehenden Biomasse-KWK-Anlagen zu revitalisieren bzw. neu zu errichten.
- ^{vii} **Standortausgleichsmodell:** Um den Wettbewerb zwischen den Projekten und die geographische Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen im Zuge der Ausschreibungen zu gewährleisten ist ein Dezentralisierungskoeffizient einzuführen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass wettbewerbsverzerrende Unterschiede von Projekten nivelliert werden um sie in einer Ausschreibung vergleichbar zu machen.
- Der Dezentralisierungskoeffizient schafft einen Ausgleich zwischen Projekten mit standortspezifischen Besonderheiten bzw. mit unterschiedlichen Infrastrukturkosten, Netzanforderungen/-kosten, Höhenlage etc. und stellt sohin sicher, dass unterschiedliche Projekte in jeder Ausschreibungsrunde wettbewerbsfähig sind.
- ^{viii} **Betriebsbeihilfen** auch nach Abschreibung der Anlage gemäß EU Beihilfeleitlinien (123)

Erzeugungssteigerung im Bereich der Wasserkraft

Unter Erzeugungssteigerung wird in der Wasserkraft verstanden, dass es zu einer zusätzlichen Energieerzeugung als Regelarbeitsvermögen (RAV) kommt, sei es durch Neubau, Erweiterung, Effizienzsteigerung oder im Rahmen der Revitalisierung von Anlagen.

Effizienzsteigerung im Bereich Wasserkraft

Unter **Effizienzsteigerung** bzw. Erweiterung wird im Sinne des Ausbaus der Wasserkraft verstanden, dass bei einer Anlage in den Kernkomponenten deutlich **vor dem Ende der Genehmigungsdauer** erzeugungssteigernde technische Maßnahmen gesetzt werden, welche **einen tatsächlichen Erzeugungszuwachs in RAV** bewirken. Zur Vermeidung von Über-Incentivierungen werden bei diesen Maßnahmen nur die **zusätzlich erzeugten Strommengen (-volumina) an den Ausschreibungen teilnehmen** und folglich incentiviert werden. Der Projektwerber kann sich mit seiner projektspezifischen Zusatzmenge mit seinen Preisannahmen an der Ausschreibung beteiligen. Die Berechnung eines **einheitlichen nachvollziehbaren Gewichtungsfaktors** wird von der ausschreibenden Stelle festgelegt und dient **zur Ermittlung des Höchstwertes, der maximal für Effizienzsteigerungen/Erweiterungen geboten werden darf**: Damit kann und soll ein Lenkungseffekt der Incentivierung zwischen Neubau und Erweiterung / Effizienzsteigerung erreicht werden.

Durch diese Eingrenzung stellt die Einbeziehung von Effizienzsteigerungs- bzw. Erweiterungsmaßnahmen in das Incentivierungssystem eine volkswirtschaftlich sinnvolle Art und Weise dar, um zusätzliche erneuerbare Erzeugungsmengen (RAV) zu ermöglichen.

In der Incentivierungsdatenbank soll in diesem Fall die neu initiierte Erzeugungsmenge (zusätzliches RAV) dargestellt werden, die über den Bestand hinausgeht.

Revitalisierung im Bereich Wasserkraft

Unter Revitalisierung wird hinsichtlich der Wasserkraft verstanden, dass bei einer Anlage, welche das Ende der Genehmigungsdauer in einem Zeitrahmen von z.B. 5 Jahren erreichen wird oder schon erreicht hat, erzeugungserhaltende Reparatur- / Erneuerungsmaßnahmen gesetzt werden, die für die Bestandssicherung erforderlich sind. Im Sinne der Bestandssicherung fallen darunter ebenso Anlagen, welche nachweislich das Ende der technischen Lebensdauer der Gesamtanlagen oder zumindest der erzeugungsrelevanten Hauptkomponenten erreichen.

Um die Erzeugungsmengen derartiger Anlagen nachhaltig zu sichern, sollte für den Fall, dass eine Aufrechterhaltung durch die Umsetzung der aktuell gültigen ökologischen Auflagen im Sinne der WRRL etc. ohne Unterstützung nachweislich nicht wirtschaftlich darstellbar ist, eine sogenannte „Bestandssicherung“ gewährt werden. Diese Unterstützung für die ökologischen Maßnahmen soll in Form eines EU-konformen Investitionszuschusses erfolgen, der verhindert, dass solche Anlagen aus der Erzeugungsstatistik fallen würden. Dabei sollen größen-spezifische Unterschiede der Wasserkraftanlagen berücksichtigt werden. Kleinstwasserkraftanlagen unter 1 MW Leistung kann die Bestandssicherung bei Umsetzung der ökologischen Maßnahmen – welche ohne Unterstützung nicht finanziell darstellbar wäre – auch als Marktprämie gewährt werden.

Kommt es im Rahmen der Revitalisierung neben der Herstellung des technischen und ökologischen Standes der Technik auch zu einer Erzeugungssteigerung, so kann die zusätzliche Erzeugungsmenge an der Ausschreibung oder der administrativen Zuteilung der Ausbauincentivierung teilnehmen (s.o.). Mindererzeugungen, welche sich aus den umzusetzenden Maßnahmen der Wasserrahmenrichtlinie ergeben, sollen bei der Errechnung der zusätzlichen Erzeugungsmenge eingerechnet werden.

Revitalisierung im Bereich Biomasse

Unter Revitalisierung wird im Sinne des Ausbaus der festen **Biomasse** verstanden, dass bei einer Anlage, welche **das Ende der angenommenen durchschnittlichen technischen Lebensdauer von 25 Jahren** in einem Zeitrahmen von z.B. 5 Jahren erreichen wird oder schon erreicht hat, **erzeugungserhaltende oder -steigernde Reparatur-/Erneuerungsmaßnahmen** gesetzt werden, die für die Bestandserhaltung erforderlich sind.

Durch die Einbeziehung von Revitalisierungsmaßnahmen werden erneuerbare Erzeugungsmengen von Anlagen, die aus der Erzeugungsstatistik fallen würden, gesichert.

Da die Reparatur-/Erneuerungsmaßnahmen für den Erhalt der Gesamterzeugung notwendig sind (Ende der technischen Lebensdauer), kann sich der Projektwerber mit seiner zukünftigen Gesamterzeugung mit seinen Preisannahmen an der Ausschreibung beteiligen. Für diese Kategorie gilt jedoch ein **reduzierter Höchstwert gegenüber einer Neuanlage**. Die Berechnung des **einheitlichen investitionsabhängigen Gewichtungsfaktors** wird von der ausschreibenden Stelle festgelegt und dient **zur Ermittlung des Höchstwertes, der maximal für Revitalisierungen geboten werden darf**:

Sind für die Erzeugungsmenge aus einer Revitalisierungsmaßnahme (gesamtes RAV) typischerweise **nur z.B. 85 % der Investition** einer vergleichbaren Neuanlage erforderlich, dann errechnet sich der investitionsabhängige Gewichtungsfaktor mit 0,85. Liegt der Höchstwert für eine Neuanlage bei 100 €/MWh, dann liegt der Höchstwert für Revitalisierungsmaßnahmen bei $100 \times 0,85 = 85 \text{ €/MWh}$.

Der **investitionsabhängige Gewichtungsfaktor wird auf Grundlage von typisierten Investitionen** und nicht auf Basis der tatsächlichen Investitionen von konkreten Projekten, die an den Ausschreibungen teilnehmen, **bestimmt**.

Durch diesen Modus können Revitalisierungsmaßnahmen volkswirtschaftlich sinnvoll in das Incentivierungssystem einbezogen werden und damit sowohl der Bestandserhalt, als auch die Erweiterung der Erzeugungsmengen abgedeckt werden. In der Incentivierungsdatenbank soll in diesem Fall die Gesamtmenge der Anlagen (gesamtes RAV) dargestellt werden.

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 knapp 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 23.000 MW und einer Erzeugung von rund 65 TWh jährlich, davon 75,6 Prozent aus erneuerbaren Quellen.

Rückfragehinweis

Dr. Dieter Kreikenbaum

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3, A-1040 Wien

Tel.: +43 1 50198 224; +43 1 50198 226

E-Mail: d.kreikenbaum@oesterreichsenergie.at;

www.oesterreichsenergie.at