

# **Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG)**

**Kurzfassung der Endberichts-Version vom 31. März 2022  
auf Grundlage des EAG, BGBl. I Nr. 150/2021,  
in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 181/2021,  
BGBl. I Nr. 7/2022 und BGBl. I Nr. 13/2022**



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN



AUSTRIAN INSTITUTE  
OF TECHNOLOGY



## Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren:

Gustav Resch, Franziska Schöniger, Fabian Schipfer – Technische Universität Wien (TU Wien), Energy Economics Group

Tara Esterl, Christoph Mayr, Carolin Monsberger, Marcus Rennhofer – AIT Austrian Institute of Technology (AIT)

Josef Baumüller – Wirtschaftsuniversität Wien (WU Wien), Abteilung für International Accounting

Jenny Winkler – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)

Wien, 2020. Stand: 31. März 2022

## Copyright und Haftung:

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin/des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

## Inhalt

<b>1 Einleitung</b> .....	<b>4</b>
<b>2 Methodik und grundlegende Annahmen</b> .....	<b>9</b>
<b>3 Photovoltaik</b> .....	<b>13</b>
<b>4 Windkraft</b> .....	<b>17</b>
Empfehlungen zur Standortdifferenzierung der Förderanreize .....	18
<b>5 Wasserkraft</b> .....	<b>24</b>
<b>6 Bioenergie</b> .....	<b>28</b>
Allgemeine Annahmen .....	28
Feste Biomasse .....	29
Biogas .....	32
<b>7 Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft</b> ..	<b>35</b>
<b>8 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel</b> .....	<b>36</b>
<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>37</b>
<b>Abkürzungen</b> .....	<b>39</b>

# 1 Einleitung

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat mit dem Schreiben vom 14. Dezember 2020 die Technische Universität Wien, in Kooperation mit dem AIT Austrian Institute of Technology und dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, mit der Erstellung eines Gutachtens zu Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) beauftragt.

Die gutachterliche Tätigkeit umfasste die Erarbeitung von Empfehlungen hinsichtlich der Betriebs- und Investitionsförderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Folgende Eckpunkte standen hierbei im Fokus: Es galt in einer Eingangsphase vorgelagerte Fragen zu klären. Dies umfasste die zugrundeliegende Berechnungsmethodik, die kostenmäßigen Behandlung von Wärme bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, die Definition des Brennstoffnutzungsgrades, Fragen zur Standortdifferenzierung bei Windenergie, die Datengrundlage hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten, die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie die Berücksichtigung allgemeiner Kosten- und Erlösparameter.

Die Klärung spezifischer Fragestellungen, welche in direktem Zusammenhang mit den im Rahmen des EAG zu erlassenden detaillierten Verordnungen hinsichtlich Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stehen, stand im Fokus der abschließenden Phase der gutachterlichen Tätigkeit.

## **Ziel und Struktur dieses Berichts**

Dieser Bericht stellt die Kurzfassung des umfassenden Endberichts dar und dient der verknüpften Darstellung der gewonnenen Erkenntnisse und gutachterlichen Empfehlungen für Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie im Rahmen des EAG zu vergeben.

Folgender Struktur wird hierbei gefolgt: Im abschließenden Teil dieses einleitenden Abschnitts erfolgt eine thematische Einführung in das künftig zentrale Instrument der

Betriebsförderung, die gleitende Marktprämie. Kapitel 2 beschreibt die gewählte Methodik für die Erarbeitung der Förderempfehlungen, ebenso werden zentrale Annahmen dargelegt. Die darauffolgenden Kapitel 3 bis 6 stellen Datengrundlagen und Förderempfehlungen auf Ebene der betrachteten Technologien dar, gegliedert nach Relevanz hinsichtlich des künftig angestrebten Ausbaus. In Kapitel 7 werden Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft getroffen. Das abschließende Kapitel 8 ist der Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel von Bestandsanlagen ins EAG gewidmet.

An der Stelle sei betont, dass sich die gutachterlichen Ausführungen, Analysen, Berechnungen und Empfehlungen ursprünglich auf die von der Bundesregierung am 17. März 2021 verabschiedete Regierungsvorlage zum EAG bezogen haben. Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG, welches nach Beschlussfassung und Verabschiedung im Nationalrat und Bundesrat am 28. Juli 2021 in Kraft trat, erfolgten einige Abänderungen am EAG im Vergleich zur Regierungsvorlage. Dies umfasste die Abänderung von Förderregelungen bei der Wasserkraft und dem Repowering von Biomasseanlagen sowie die Etablierung von Investitionsförderschienen für Biomassekleinanlagen und für die Kleinwasserkraft, jeweils als Alternative zu Marktprämien. Im Zuge einer Überarbeitung wurden diese Punkte in das vorliegende Gutachten aufgenommen. Ebenso sei angemerkt, dass im Zuge der vorherigen Überarbeitung das im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit entwickelte Fördermodell zur Standortdifferenzierung der Windenergie adaptiert wurde. Zur besseren Berücksichtigung der Spezifika von Bergstandorten wurde das Fördermodell entsprechend erweitert.

Als Folge der europarechtlichen Notifikation des EAG kam es Anfang 2022 zu einer Novelle des EAG, welche nach Beschlussfassung und Verabschiedung im Nationalrat und Bundesrat am 18. Februar 2022 in Kraft trat. Die Novelle umfasste einige Abänderungen am EAG, die im Zuge der aktuellen Überarbeitung in das vorliegende Gutachten aufgenommen wurden. Dies beinhaltete Detailregelungen im Bereich der Windenergie und der Wasserkraft hinsichtlich der Ausgestaltung von Investitionsförderungen und von Ausschreibungen. So ist etwa die Etablierung von technologieübergreifenden Ausschreibungen für die Windenergie und die Wasserkraft künftig vorgesehen wie in Abschnitt 8 beschrieben.

Somit entspricht das vorliegende Gutachten inhaltlich der am 18. Februar 2022 in Kraft getretenen Fassung des EAG.

Des Weiteren sei hier zentral vermerkt, dass im Allgemeinen die im Rahmen dieses Gutachtens getroffenen Förderempfehlungen auf umfassenden Daten zum Betrieb sowie zu Investitions- und Betriebskosten von historisch errichtenden Ökostromerzeugungsanlagen fußen. Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass weltweit aktuell, also mit Stand März 2022, ein Preisanstieg beziehungsweise Preisturbulenzen in Rohstoffmärkten und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten haben. Dies mag Einfluss auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben, ebenso auf manche Parameter zur Festlegung der Förderregelungen sowie gegebenenfalls auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien. Im Lichte der aktuellen Entwicklungen erschien eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen unumgänglich. Als Basis hierfür hat das Gutachter\*innen-Team in einem weiteren Arbeitsschritt die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Das Gutachten wurde demgemäß um nachfolgende Punkte erweitert:

- Die Beschreibung der Methodik und grundlegenden Annahmen in Kapitel 2 wurden um einen Abschnitt zu aktuellen Entwicklungen auf Energie- und Rohstoffmärkten und deren Auswirkungen auf Förderempfehlungen erweitert.
- In den Technologiekapiteln wurde die Angabe der bis dato vorwiegend auf Basis historischer Daten getroffenen Förderempfehlungen entsprechend überarbeitet bzw. ergänzt. Die nun vorliegenden Förderempfehlungen spiegeln ergo die aktuelle Marktdynamik wider.

### **Gleitende Marktprämien anstelle von festen Einspeisetarifen**

Bis dato erfolgte in Österreich die Betriebsförderung von Strom aus erneuerbaren Quellen auf Basis von festen Einspeisetarifen. Diese Art der Förderung ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen jedoch nicht bzw. kaum mehr vereinbar. Gemäß den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UELL) und Artikel 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom grundsätzlich selbst zu vermarkten. Förderungen können als Prämie auf den erzielten Marktpreis gewährt werden. Innerhalb der EU erfolgte im Laufe der vergangenen Jahre in nahezu allen Mitgliedsstaaten eine Umstellung auf ein derartiges Förderschema.

Diesen Vorgaben entsprechend setzt das EAG die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung fest. Eine Marktprämie ist ein Zuschuss auf den vermarkteten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom, der die höheren Gestehungskosten für erneuerbaren Strom ausgleichen soll. Marktprämien werden im EAG auf Grundlage von Ausschreibungen oder wie bisher die Tarifförderungen auf Antrag, also administrativ, vergeben.

Die Umstellung auf Marktprämien bringt eine weitere wichtige Änderung mit sich. Im Vergleich zur bisherigen Förderpraxis wird die Förderdauer von 13 beziehungsweise 15 Jahren auf nunmehr einheitlich 20 Jahre verlängert.

### **Berechnung der gleitenden Marktprämie**

Marktprämien finden in einer Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten in der Förderung erneuerbaren Stroms europä- und auch weltweit Anwendung. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist hier, ob die Höhe der Prämie, also des Förderzuschusses zum Strommarkterlös, fix vordefiniert wird, bezeichnet als **fixe Marktprämie**, oder ob diese in Abhängigkeit von Preisentwicklungen am Strommarkt bzw. darin erzielbaren Vermarktungserlösen variabel ist, was üblicherweise als **gleitende Marktprämie** bezeichnet wird. Gleitende Marktprämien minimieren im Allgemeinen das Erlösrisiko aus Betreibersicht und folglich auch den Förderbedarf, da hierin die Gesamterlöse, also die Summe aus den potentiellen Strommarkterlösen und den hierzu zusätzlich zu gewährenden Förderungen, konstant gehalten werden und die Gesamtkosten einer Anlage widerspiegeln. Blickt man auf die europaweite Förderpraxis, so kann diese Form der Ausgestaltung eines Marktprämiensystems als gängige Praxis bezeichnet werden, der beispielsweise Länder wie Deutschland, Frankreich oder Italien folgen.

Die **Berechnung der Marktprämie** erfolgt wie in Paragraph 11, Absatz 1 des EAG definiert:

*„Die Höhe der Marktprämie ist in Cent pro Kilowattstunde anzugeben und bestimmt sich aus der Differenz zwischen dem jeweils im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten oder mit Verordnung zum Zeitpunkt der Antragstellung festgelegten anzulegenden Wert in Cent pro Kilowattstunde und dem jeweiligen Referenzmarktwert oder Referenzmarktpreis in Cent pro Kilowattstunde.“*

Der Begriff des obig erwähnten **anzulegenden Wertes** ist hierbei von zentraler Bedeutung, da dieser Wert die Gesamterlöse bestimmt. Die im EAG gewählte Definition des

„anzulegenden Wertes“ ist dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäß Stand 2017 entnommen. Wie obig beschrieben, dient er als Rechenwert zur Bestimmung der Höhe der auszahlenden Marktprämie. Der anzulegende Wert wird entweder im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder durch Verordnung der Bundesministerin festgelegt. Im Rahmen dieses Gutachtens für die Festlegung der Höhe des anzulegenden Werts einzelner Technologien werden in den nachfolgenden Abschnitten entsprechende Empfehlungen abgegeben.



# 2 Methodik und grundlegende Annahmen

Im Rahmen dieses Kapitels wird die gewählte Methodik für die Erarbeitung der Förderempfehlungen hinsichtlich Betriebs- und Investitionsförderungen vorgestellt. Ebenso werden zentrale Annahmen erläutert, welche technologieübergreifend als relevant erachtet werden.

## Allgemeine Berechnungsmethode

Die Ermittlung der Gesamtkosten einer Stromerzeugungsanlage ist für die Erarbeitung von Förderempfehlungen von zentraler Bedeutung. Im Fall von Marktprämien haben die im Rahmen dieses Gutachtens ermittelte anzulegende Werte die Gesamtkosten einer dem Stand der Technik entsprechenden kosteneffizienten Anlage widerzuspiegeln.

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wird seitens des Teams an Gutachterinnen und Gutachtern empfohlen, die Berechnung der Stromgestehungskosten auf Basis der bewährten **Levelized Cost of Electricity (LCOE) Methode** durchzuführen. Konkret wird hierfür eine **detaillierte LCOE-Analyse auf Basis der Kapitalwertmethode** empfohlen und im Rahmen dieses Gutachtens angewandt.

Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendungen für Investitionen sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der betrachteten Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt gebracht. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Eine Diskontierung der hierbei mitbetrachteten Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformungen. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten sowie gegebenenfalls anfallender Erlöse zusammen.

Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital fließt explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (im Englischen bezeichnet als „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC)) über den als kalkulatorischer Zinssatz bezeichneten Diskontierungsparameter in die Analyse ein. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals. Da die im Rahmen des EAG zu vergebenden Betriebsförderungen über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren nominal konstant bleiben, erfolgt die LCOE Berechnung und die Festlegung der Finanzierungsbedingungen ebenso auf nominaler Basis.

### **Finanzierungsaspekte**

In der Berechnung der Stromgestehungskosten bzw. zur Ermittlung des Förderbedarfs künftiger Ökostromanlagen ist eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die seitens der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen zu tätigen Investitionen zu berücksichtigen. Auf Basis der im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Erhebungen empfiehlt sich unter den aktuellen Finanzierungsbedingungen für den **risikoarmen Standardfall** (wie z.B. im Falle von Betriebsförderungen relevant) ein nominaler kalkulatorischer Zinssatz (vor Steuer) von **4,39 Prozent respektive 4,71 Prozent für die Wasserkraft**. Für risikoreichere Investitionen empfiehlt sich hingegen ein nominaler kalkulatorischer Zinssatz (vor Steuer) in Höhe von 5,58 Prozent respektive 5,78 Prozent für die Wasserkraft. Die Wasserkraft nimmt hierbei aufgrund der vergleichsweise hohen spezifischen Investitionsvolumina und damit verbundener höherer Eigenkapitalanteile eine gewisse Sonderstellung ein.

### **Allgemeine Kosten- und Erlösparameter**

Um die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen zu bewerten, müssen alle zugrundeliegenden Kostenkomponenten berücksichtigt werden. In den LCOE-Berechnungen der Ökostromtechnologien wurden einmalige und laufende Netzentgelte, Abgaben und Steuern und Kosten für die Leitungslegung bis zum Einspeisepunkt berücksichtigt.

Zusätzlich wurden Kosten für Ausgleichsenergie- bzw. Vermarktungsaufwendungen bei der Photovoltaik und Windkraft im Marktprämienregime einbezogen. Für die Windkraft werden diese Kosten explizit in der LCOE-Berechnung einkalkuliert; für die Photovoltaik

wurden diese Aufwendungen im prozentuellen Aufschlag auf den LCOE für den Vorschlag eines Ausschreibungshöchstwertes berücksichtigt.

Zudem wurden konservativ abgeschätzte Erlöse aus der Vermarktung von Herkunftsnachweisen den Betriebskosten in der LCOE-Berechnung im Marktprämienregime gegengerechnet.

### **Aktuelle Entwicklungen bei Energiepreisen und Rohstoffpreisen und deren mögliche Auswirkungen auf Förderempfehlungen**

Wie einleitend erwähnt, zeigt der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik, dass weltweit aktuell, also mit Stand Anfang März 2022, Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoffmärkten und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten haben. Dies mag Einfluss auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig neu zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben, ebenso auf manche Parameter zur Festlegung der Förderregelungen sowie gegebenenfalls auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien.

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen erschien eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens, ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten, im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen unumgänglich. Ausgangspunkt hierfür war die systematische Erfassung entsprechender aktueller Marktentwicklungen, speziell hinsichtlich der Entwicklung von Energiepreisen und Rohstoffpreisen sowie daraus resultierender Baukostenindizes beziehungsweise Baupreisindizes. Die gewonnenen Daten wurden im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Auf Basis dieser Daten erfolgte eine vereinfachte Abschätzung der Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und auf daraus resultierende Förderempfehlungen. Hierbei wurden folgende Annahmen getätigt:

Es wird von einer Fortdauer der hohen Inflation in Höhe von 5,1 Prozentpunkten im aktuellen Jahr 2022 ausgegangen und in späterer Folge ein Absinken der Inflation im Einklang mit dem bereits im Vorjahr aktualisierten Inflationsziel der Europäischen Zentralbank. Dieses liegt bei 2 Prozentpunkten.

Es wird ein pauschaler Anstieg der Investitionskosten von 10 Prozentpunkten bei der Windenergie, der Wasserkraft, der Biomasse und bei Biogas unterstellt. Bei der Photovoltaik wird ein noch stärkerer Anstieg in Höhe von 15 Prozentpunkten unterstellt. Dies steht im Einklang mit aktuellen Trendentwicklungen bei Baukosten sowie mit

Kostentrends auf Technologieebene. Ebenso erscheint dies ein passendes Mittelmaß im Vergleich zu noch anhaltend hohen Energiepreisen und Rohstoffpreisen und hierzu vergleichsweise geringeren aktuellen Lohnentwicklungen zu sein.

Die aktuell getroffenen Annahmen zu den Finanzierungsbedingungen und hierbei konkret zum kalkulatorischen Zinssatz widerspiegeln in der aktuellen Berichtsfassung bereits die derzeitige Marktsituation.

# 3 Photovoltaik

## Historie und Ziele

Seit 2010 wurde ein stetiger, wenn auch moderater Photovoltaikausbau in Österreich verzeichnet. So wurden im Jahr 2020 laut Photovoltaik Austria 341 Megawatt peak Leistungszuwachs verzeichnet. Im Jahr 2020 betrug die gesamte Photovoltaikeinspeisung über 1 Terawattstunde. Laut EAG sollen ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 bis 2030 insgesamt 11 Terawattstunden jährliche Stromerzeugung zusätzlich durch Photovoltaik gedeckt werden. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, sieht das EAG Ausschreibungsvolumina von jährlich mindestens 700.000 Kilowatt peak vor. Weiters sollen auch Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen bis 1 Megawatt peak einen Beitrag zum Ausbau leisten.

## Datengrundlage

Die angenommenen Investitions- und Betriebskosten stützen sich auf eine umfassenden Datenbasis der OeMAG-Datenbank (Anlagendaten aus dem Zeitraum 2018 bis 2020) (OeMAG, 2021a), einer Betreiberdatenerhebung der E-Control (E-Control, 2021) und eigener Betreibererhebungen durch das Projektteam (AIT, 2021). Diese Daten wurden anschließend für jede Größenkategorie gesondert um die höchsten und niedrigsten Werte beschnitten. Die Datenbasis wurde so jeweils um 20 Prozent gestutzt (10 Prozent der höchsten Werte und 10 Prozent der niedrigsten Werte).

Basierend auf der bereinigten Datenlage wurden **spezifische Systemkosten** von Gebäudephotovoltaikanlagen, absteigend je nach betrachteter Anlagengröße, von in etwa 1.400 bis 770 Euro pro Kilowatt peak ermittelt. Zusätzlich wurden in den Investitionskosten **Planungs- und Projektabwicklungskosten** von etwa 10 bis 20 Euro pro Kilowatt peak, je nach Anlagengröße, berücksichtigt. Für Freiflächenphotovoltaikanlagen konnte, basierend auf der Datenlage, kein signifikanter Unterschied in Bezug auf die spezifischen Systemkosten im Vergleich zu Gebäudephotovoltaikanlagen ausgewertet werden. Die Daten zeigen jedoch höhere Kosten für Planung und Projektabwicklung von in etwa 45 Euro pro Kilowatt peak für Freiflächenphotovoltaikanlagen.

Die **Betriebskosten** von Gebäudephotovoltaikanlagen wurden auf Basis der Betreiberdatenerhebung der E-Control und der eigenen Betreibererhebungen mit 9,53 Euro pro Megawattstunde errechnet. Im Vergleich dazu wurden die Betriebskosten von Freiflächenanlagen mit 9,39 Euro pro Megawattstunde berechnet. Bei der Auswertung der Betriebskosten von Freiflächenphotovoltaikanlagen konnten allerdings keine Rückschlüsse über die Höhe etwaiger Pachtkosten gezogen werden.

Für **gebäudeintegrierte** und besonders **innovative Photovoltaikprojekte** wurden wesentliche Konzepte dargelegt und in Kategorien eingeteilt. Für die Bewertung der Zuschlagshöhe von 30 Prozent auf die Förderung wurden Investitionskosten bzw. Stromgestehungskosten dieser Systeme ermittelt und mit Kosten von Referenzphotovoltaikanlagen verglichen.

Für die LCOE-Berechnung der Photovoltaik wurde auch **Eigenverbrauch** des erzeugten Stroms berücksichtigt. Dabei wurden die Stromgestehungskosten um die Ersparnis von Strombezug aus dem Netz vermindert. Es wurde davon ausgegangen, dass kleinere Anlagen tendenziell einen höheren Eigenverbrauchsanteil aufweisen als Photovoltaikanlagen ab 150 Kilowatt peak. Als Strombezugspreise aus dem Netz wurden typische Kosten für Private, Gewerbe und große Industrie herangezogen.

Zudem wurden die **Volllaststunden** der Photovoltaikanlagen mit 1.050 Stunden pro Jahr angenommen. Die **Degradation** der Photovoltaikmodule wurde mit 3 Prozent Anfangsdegradation und 0,55 Prozent jährliche Degradation in den Folgejahren einbezogen.

### **Förderempfehlungen für Höchstpreise der Ausschreibung und Investitionsförderung**

Für die Empfehlung für **Höchstpreise der Ausschreibung im Marktprämienregime** wurden in einem ersten Schritt die Stromgestehungskosten für beispielhafte Größenkategorien ab 10 Kilowatt peak errechnet. Um aktuelle Marktdynamiken auf den Rohstoff- und Energiemärkten abzubilden, wurden pauschal um 15% erhöhte Investitionskosten angenommen. Ebenso wurden die Stromnetzbezugspreise an das EAG-Hochpreisszenario angepasst. Die errechneten Stromgestehungskosten weisen bei berücksichtigtem Eigenverbrauch, exklusive des kleinsten Anlagensegments bis 20 Kilowatt peak, Werte zwischen 73,9 Euro pro Megawattstunde und 102,9 Euro pro Megawattstunde auf. In einem weiteren Schritt wurden diese Stromgestehungskosten gemittelt, wobei sich ein Mittelwert von 88,9 Euro pro Megawattstunde über alle Größenkategorien hinweg ergab.

Ein Aufschlag von 5 Prozent auf diesen Mittelwert für die Festlegung des Ausschreibungshöchstwertes scheint Kostenunsicherheiten adäquat abzubilden. Somit empfehlen die Gutachter und Gutachterinnen einen Höchstwert für die Photovoltaikausschreibung von 93,3 Euro pro Megawattstunde hinsichtlich des im Zuge der Gebotslegung betreiberseitig anzugebenden anzulegenden Werts.

Ein **Förderabschlag für Freiflächenphotovoltaikanlagen** von 25 Prozent, wie im EAG vorgesehen, ist betriebswirtschaftlich weder aus der Analyse zu Investitions- und Betriebskostendaten noch aus der Berechnung der Stromgestehungskosten ableitbar. Bei Photovoltaikprojekten auf Freiflächen mit geringen Pachtkosten ist zu erwarten, dass die Betriebskosten etwas niedriger sind. Da in der vorliegenden Erhebung die Betriebskosten auch Pachtkosten beinhalten, würde nur eine umfassendere und granularere Datenerhebung die tatsächliche Kostenstruktur abbilden. Ein Förderabschlag für Freiflächenphotovoltaikanlagen kann am ehesten im Sinne der zu bevorzugenden Nutzung bereits bestehender Dachflächen argumentiert werden. Der Förderabschlag in der Höhe von 25% könnte allerdings in Hinblick auf einen Lenkungseffekt der Förderung von Photovoltaikanlagen an/auf Gebäuden gerechtfertigt werden.

Für den Vorschlag der **Förderhöhe für die Investitionsförderung** wurden im ersten Schritt die laut EAG und Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung festgesetzten Förderschranken beispielhaft errechnet. Es gilt zu beachten, dass maximal 30 Prozent der anrechenbaren Gesamtinvestitionskosten und maximal 45 Prozent der umweltrelevanten Mehrkosten gegenüber einer weniger umweltfreundlichen Stromerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Brennstoffe förderbar ist. Zusätzlich wurde zum Vergleich auch eine Vollkostenbetrachtung auf Basis der LCOE-Berechnung durchgeführt, wobei abermalig die derzeitige Marktdynamik auf Rohstoff- und Energiemärkten durch 15% erhöhte Investitionskosten und angehobene Stromnetzbezugspreise berücksichtigt wurde. Es sei allerdings ausdrücklich betont, dass die näherungsweise Vollkostenrechnung nur als Hilfsmittel zur Prüfung der effektiven Anreizwirkung eines Investitionszuschusses diene. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen folgende Investitionsförderhöhen:

- Kategorie A (bis 10 Kilowatt peak): 285 Euro pro Kilowatt peak
- Kategorie B (über 10 bis 20 Kilowatt peak): maximal 250 Euro pro Kilowatt peak
- Kategorie C (über 20 bis 100 Kilowatt peak): maximal 180 Euro pro Kilowatt peak
- Kategorie D (über 100 bis 1000 Kilowatt peak): maximal 170 Euro pro Kilowatt peak

Um die relativen Mehrkosten von **innovativen Photovoltaiksystemen** und **gebäudeintegrierten Photovoltaiksystemen** im Vergleich zu Standardphotovoltaikanlagen (Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen) zu berechnen, wurden die gesamten Investitionskosten der innovativen Photovoltaikanlagen mit den Investitionskosten der Vergleichsphotovoltaiksysteme im jeweils gleichen Leistungsbereich (Kilowatt peak) und in einem ähnlichen Anwendungsbereich herangezogen. Hierfür wurden beispielhafte Anlagen aus verschiedenen Größenklassen betrachtet, welche für die jeweilige Anwendung typisch sind. Zum Beispiel wurden Agrar-Photovoltaikanlagen im größeren Leistungsbereich angelegt, fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen im kleineren Leistungssegment.

Innovative Photovoltaikanlagen weisen erhöhte Investitionskosten von mindestens 20 Prozent in Relation zu einer jeweiligen Vergleichsanlage auf. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen, für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen nach der dargestellten Kategorisierung den Zuschlag von 30 Prozent auf den Investitionszuschuss der jeweiligen Leistungsgröße für alle Anlagen in der Investitionsförderung anzusetzen.

Das EAG sieht laut Paragraph 56 zusätzliche **Investitionszuschüsse für Photovoltaik-Stromspeicher** bis zu einer Speicherkapazität von 50 Kilowattstunden vor, wenn diese ein Speichervolumen von mindestens 0,5 Kilowattstunden je Kilowatt peak installierter Photovoltaikleistung aufweisen. Dabei werden die Investitionszuschüsse, analog zur Kategorie A der Photovoltaikanlagen, als fixe Fördersätze in Euro je Kilowattstunde per Verordnung definiert und nach Einlagen bei der Förderstelle gereiht vergeben. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen auf Basis der beihilfenrechtlichen Investitionsschranke und der unterstützenden Betrachtung der Vollkosten (unter Berücksichtigung aktueller Marktdynamiken) als auch basierend auf der bisherigen Förderpraxis eine Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher von 200 Euro je Kilowattstunde.



# 4 Windkraft

## Historie und Ziele

Durch die gewährten Förderanreize konnte in den Jahren 2003 bis 2020 ein teilweise signifikanter Windkraftausbau realisiert werden. Ein Zusammenhang zwischen den zugrundeliegenden Förderanreizen und dem erreichten Ausbau ist klar erkennbar, wobei neben der Förderhöhe auch die zur Verfügung stehenden Förderkontingente entscheidend waren.

Die Ausbauziele des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2020 10 Terrawattstunden zusätzliche Erzeugung aus Windenergie bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist als in hohem Maße ambitioniert einzustufen und erfordert einen jährlichen Kontrahierungs- und Ausbaubedarf in Höhe von rund 400 Megawatt.

## Datengrundlage

Basis für die im Rahmen dieses Gutachtens erstellten Berechnungen der erforderlichen anzulegenden Werte bildeten Daten aus einer seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführten umfangreichen Erhebung zum Ökostromanlagenbestand (E-Control, 2019) sowie Informationen zur Energieproduktion seitens der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG, 2021b).

In Analogie zur Vorgehensweise bei anderen Technologiefeldern erfolgte hierbei zunächst eine Bereinigung der Quellen um die jeweils oberen und unteren 10 Prozent der Werte. Abschließend fand sowohl bei Investitionskosten als auch bei Betriebskosten eine Korrektur beziehungsweise Harmonisierung der Annahmen zu Netzkosten statt, und zwar auf Basis der im Rahmen des Gutachtens diesbezüglich durchgeführten Recherche allgemeiner Kosten und Erlösparameter. Neben Erlösen aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen wurden hierbei speziell für Windenergie auch Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Regelenergie den Betriebskosten zugerechnet, da diese in den betreiberseitig angegebenen Daten nicht enthalten waren. Hieraus resultierten repräsentative mittlere Investitionskosten in Höhe von 1.520 Euro je Kilowatt installierter Leistung sowie mittlere Betriebskosten in Höhe von 23,5 Euro je Megawattstunde. Aufgrund der aktuellen Marktverwerfungen in Energiemärkten und in Rohstoffmärkten

wurden die auf Basis historischer Daten ermittelten Investitionskosten schlussendlich noch pauschal um 10 Prozent erhöht. Dies bildet die Preisanstiege bei Technologiekosten beziehungsweise bei Planung und Anlagenerrichtung adäquat ab.

Ergänzend hierzu kamen bei der Fördermodellentwicklung und der nachgelagerten Plausibilitätsprüfung auch seitens der Windbranche zur Verfügung gestellte Daten und Angaben zur Anwendung, etwa hinsichtlich beispielhafter künftiger Windkraftprojekte (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) oder bezüglich Preisinformationen von Anlagentypen auf Basis von Herstellerangaben. Des Weiteren fanden ebenso Informationen aus der Literatur beziehungsweise aus analogen Erhebungen in Deutschland (Wallasch A. et al., 2019) Eingang in die Berechnung bzw. die Ermittlung von Empfehlungen.

## Empfehlungen zur Standortdifferenzierung der Förderanreize

Das EAG sieht vor, dass bei Windkraft sowohl auf den gemäß der jüngsten Novelle einmalig im Laufe dieses Kalenderjahres (2022) administrativ festgelegten azW als auch bei wettbewerblicher Vergabe mittels Auktionen auf den Zuschlagswert ein Korrekturfaktor angewendet werden kann, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Gemäß Paragraph 43 des EAG ist der Korrekturfaktor als Zuschlag oder als Abschlag auf den azW für einen Normstandort festzulegen. Der Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitsklasse widerzuspiegeln.

Im Zuge des Gutachtens galt es, die entsprechenden Vorgaben bei der Entwicklung der Förderempfehlungen umzusetzen. Eingangs wurden hierfür **unterschiedliche Optionen zur Standortdifferenzierung einer Kurzbewertung unterzogen**. Des Weiteren wurden seitens der Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) bereitgestellte **repräsentative Beispielprojekte analysiert, um zentrale Einflussgrößen der Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich zu identifizieren**. Die Analyse offenbarte die erwartbar starke Korrelation zwischen der Standortgüte, repräsentiert durch die mittlere Windgeschwindigkeit, und den Stromgestehungskosten. Ein analoger Zusammenhang konnte zwischen dem rotorflächenspezifischen Stromertrag und den Stromgestehungskosten identifiziert werden, da Windgeschwindigkeit und spezifischer Ertrag im Regelfall korrelieren. Wie der im Zuge des Optionenvergleichs

durchgeführte Blick auf die Förderpraxis in anderen Ländern, zum Beispiel in Frankreich, bestätigt, eignet sich demnach der rotorflächenspezifische Stromertrag als auch im Anlagenbetrieb einfach messbarer Repräsentant zur Berücksichtigung der Standortgüte in der Fördermittelvergabe.

Seitens des Teams an Gutachterinnen und Gutachtern wurde folglich dieser Ansatz weiterverfolgt und ein entsprechendes Fördermodell im Zuge des Gutachtens entwickelt. Das empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft auf Basis der rotorflächenspezifischen Produktionserträge wird nachfolgend vorgestellt. Konkret wird zuerst das Grundprinzip beschrieben und nachfolgend die empfohlene Parametrierung angegeben.

### **Grundschema der Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge**

Im Grundprinzip werden die realen Stromerträge einer Windkraftanlage für die Bestimmung der Fördersätze, also im Rahmen der Marktprämienförderung der Ermittlung der anzulegenden Werte, herangezogen. Konkret werden auf jährlicher Basis ermittelte reale Stromerträge einer Windkraftanlage in Relation zur Rotorkreisfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche, gesetzt. Es resultiert hieraus der rotorflächenspezifische Stromertrag in Kilowattstunden je Quadratmeter und Jahr.

Ist dieser Wert hoch, so zeigt dies eine hohe Standortgüte, was im Regelfall niedrige Stromgestehungskosten impliziert. Fällt er hingegen niedrig aus, so offenbart dies eine geringere Standortgüte und in Folge höhere Stromgestehungskosten. Die somit gewonnene Information dient der Differenzierung der Fördersätze, sodass eine bedarfsgerechte Förderung möglich wird. Standorte mit geringerer Güte erhalten höhere Fördersätze und vice versa.

Als Ankerpunkt dient hierbei der Bezug auf einen Normstandort, also der Vergleich des tatsächlichen, gemessenen, rotorflächenspezifischen Ertrags einer Windkraftanlage mit dem per Verordnung normierten repräsentativen Normwert bzw. Normertrag. Der Normwert beschreibt den Ertrag, welchen eine dem Stand der Technik entsprechende, in Österreich errichtete Windkraftanlage an einem hinsichtlich der Windenergieeignung als durchschnittlich zu klassifizierendem Standort, dem Normstandort, erzielen könnte.

Die standortspezifische Differenzierung der Fördersätze erfolgt auf jährlicher Basis mittels Korrekturfaktoren, also durch Zuschläge oder Abschläge zum anzulegenden Wert im Basisfall, welcher als Basis-azW bezeichnet wird. Der Basis-azW kennzeichnet die Stromgestehungskosten am Normstandort mittlerer Standortgüte und ist administrativ via Verordnung festzulegen.

### **Vorgehensweise zur Parametrierung**

Zur Parametrierung musste im Vorfeld der Normstandort spezifiziert werden und unter Variation der Standortgüte eine umfassende Stromertragsermittlung auf Basis einer für den heimischen Markt repräsentativen Auswahl an dem Stand der Technik entsprechenden Windkraftanlagentypen durchgeführt werden.

Dem folgte die Festlegung einer generischen „Normanlage“ zwecks nachfolgender LCOE-Berechnung und Bestimmung der Förderhöhen. Die Normanlage entspricht hierbei hinsichtlich Ertragskennlinie, Generatorleistung und Rotorkreisfläche dem Mittel der betrachteten 13 repräsentativen Stand der Technik Windkraftanlagentypen und steht im Einklang mit dem im EAG genannten Begriff einer für den heimischen Markt repräsentativen „Durchschnittsanlage“.

In die abschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fanden neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang. Hierfür dienten die im Abschnitt Datengrundlage beschriebenen, im Wesentlichen auf Basis von Betreiberdaten ermittelten, repräsentativen Investitionskosten und Betriebskosten. Ebenso fanden die in Kapitel 2 im Abschnitt Finanzierungsaspekte beschriebenen Annahmen zum nominalen kalkulatorischen Zinssatz (4,39 Prozent vor Steuer) Eingang.

### **Parametrierung der Basisvergütung und der entsprechenden Korrekturfaktoren**

Auf Basis all der obig erwähnten Angaben erfolgte schlussendlich die LCOE-Berechnung für fünf betrachtete Fälle unterschiedlicher Standortgüte. Hiervon werden nachfolgend drei zentrale Fälle näher vorgestellt:

- Der **Normstandort** entspricht einem durchschnittlichen für Österreich repräsentative Windstandort. Er ist spezifiziert durch eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 Meter pro Sekunde in Nabenhöhe, was im Einklang mit dem österreichischen

Windatlas der Standortklasse B entspricht (AuWiPot, 2011). An diesem Standort kann mit der „Normanlage“ pro Jahr ein rotorkreisflächenspezifischer Jahresstromertrag von 694 Kilowattstunden je Quadratmeter Rotorkreisfläche im Mittel erzielt werden. Die Stromgestehungskostenberechnung zeigt für den Normstandort einen LCOE in Höhe von **79,8 Euro je Megawattstunde**. Dies kennzeichnet somit **die erforderliche Gesamtvergütung (bei einer Förderdauer von 20 Jahren) an einem durchschnittlichen für Österreich repräsentativen Windstandort**. In der Modelllogik entspricht dies dem anzulegenden Wert im Basisfall (Basis-azW).

- Betreibt man die „Normanlage“ an einem **Standort mit vergleichsweise niedriger Standortgüte**, konkret einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,8 Meter pro Sekunde in Nabenhöhe, was in etwa einem Standort der Güteklasse C entspricht, resultieren niedrige absolute und spezifische Erträge und ebenso eine vergleichsweise niedrige Wirtschaftlichkeit. Die spezifischen jährlichen Stromerträge liegen hier bei 559 Kilowattstunden je Quadratmeter Rotorkreisfläche und die LCOE betragen **95,8 Euro je Megawattstunde**. Dies entspricht auch dem hierfür empfohlenen anzulegenden Wert und kennzeichnet somit die untere Wirtschaftlichkeitsschranke, für die noch eine volle Anpassung des Fördersatzes an die wirtschaftlichen standortbedingten Erfordernisse erfolgt. Als Korrekturfaktor ausgedrückt entspricht dies einem **Zuschlag von 20 Prozent zum Basis-azW** und kennzeichnet die **Förderobergrenze**.
- Betreibt man die „Normanlage“ an einem **Standort mit exzellenter Standortgüte** (Windklasse A), konkret mit einer Jahreswindgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,5 Meter pro Sekunde in Nabenhöhe, resultieren hohe absolute und spezifische Erträge und ebenso ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit. Der rotorkreisflächenspezifische jährliche Ertrag kommt hier bei 874,5 Kilowattstunden je Quadratmeter Rotorkreisfläche zu liegen und die LCOE betragen lediglich 66,5 Euro je Megawattstunde. Um zu gewährleisten, dass in der Projektentwicklung stets dem Gedanken der Kosteneffizienz Folge geleistet wird und somit bei der Standortwahl bevorzugt bestmögliche Windstandorte gewählt werden, erschien eine geringfügige Anhebung der Förderhöhen, also der anzulegenden Werte, für alle Standorte, die besser als der Normstandort sind, zielführend. Hierfür wurde ein linearer Anstieg der Spreizung zwischen anzulegendem Wert und LCOE in der Parametrierung unterstellt. Der anzulegende Wert am A-Standort ist hierbei aber lediglich um 3,3 Prozent höher als die entsprechenden LCOE und beträgt **68,6 Euro je Megawattstunde**. Als Korrekturfaktor ausgedrückt entspricht dies einem **Abschlag von 14 Prozent zum Basis-azW** und kennzeichnet die **Förderuntergrenze**. Könnten also an einem sehr

guten Standort noch höhere spezifische Erträge erwirtschaftet werden, so ist der Abschlag vom Basis-azW mit den 14 Prozent gedeckelt.

### **Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika**

Die vorgeschlagene Erweiterung des obig beschriebenen Basismodells dient der Berücksichtigung von seehöhenabhängigen Ertragsspezifika, welche aufgrund der im Falle von Bergstandorten eingeschränkten Auswahl an Windkraftanlagentypen resultieren. Demgemäß kommen bei Bergstandorten nur Windkraftanlagentypen zum Einsatz, die sich durch eine Robustheit gegenüber böigen Winden beziehungsweise hohen Windspitzen auszeichnen. Derartige Windverhältnisse sind im Fall von Bergstandorten auf beispielsweise exponierten Kammlagen durchaus üblich. Dies bedingt im Regelfall die Dimensionierung der Anlagen mit verhältnismäßig kurzen Rotorblättern gemessen an der Generatorleistung, also einer hohen spezifischen Generatorleistung je Quadratmeter Rotorkreisfläche. Im Fachjargon spricht man hier von Windkraftanlagentypen der Klasse I und II.

Legt man dieses Kriterium bei der Auswahl der Windkraftanlagentypen zugrunde, so zeigt sich, dass lediglich 8 der insgesamt 13 als repräsentativ für den heimischen Markt eruierten Typen für Bergstandorte geeignet erscheinen. Auf Basis dieser eingeschränkten Auswahl erfolgte im Nachgang die gemäß Basismodell im vorherigen Abschnitt beschriebene Ertragsermittlung sowie in Folge die Festlegung einer repräsentativen „Normanlage Berg“, welche sich durch Eignung für Bergstandorte auszeichnet. In einem nächsten Schritt erfolgte die LCOE-Berechnung und auf deren Basis die Ermittlung der anzulegenden Werte für Bergstandorte. Die somit identifizierten anzulegenden Werte im Vergleich zu jenen gemäß Basismodell dienten in Folge der Parametrierung eines ergänzenden Korrekturfaktors zum Ausgleich der seehöhenbedingten Ertragsminderung, aufbauend auf dem bereits generierten Basismodell zur Standortdifferenzierung. Auch hier zeigte sich eine Abhängigkeit vom rotorflächenspezifischen Ertrag.

Die Höhe des erforderlichen Zuschlags für Bergstandorte variiert zwischen 0 und 5,7 Euro je Megawattstunde und sinkt im Allgemeinen mit steigendem rotorflächenspezifischem Ertrag. In Folge wurden die absoluten Zuschläge in prozentuale Korrekturfaktoren (in Relation zum Basis-azW) umgerechnet, die zwischen 0 und 7,1 Prozent variieren. Es wird empfohlen, den vollen Bergzuschlag für Standorte ab einer Seehöhe von 1.400 Meter zu gewähren. Für Flachlandstandorte auf Seehöhen kleiner gleich 400 Meter empfiehlt sich hingegen keinerlei Seehöhenausgleich. Für alle Standorte zwischen 400 und 1400 Meter

Seehöhe wird eine lineare Interpolation vorgeschlagen, sodass beispielsweise bei einer Seehöhe von 900 Meter der halbe Bergzuschlag zur Anwendung käme.

Die Etablierung einer entsprechenden Fördermodellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung erscheint auf Basis der obig skizzierten Analyse essentiell.

### **Plausibilitätsprüfung des entwickelten Fördermodells**

Wie im umfassenden Endbericht zum Gutachten im Detail beschrieben erfolgte im Nachgang zur Parametrierung eine umfassende Plausibilitätsprüfung des entwickelten Modells, einerseits auf Basis generischer Windkraftanlagentypen gemäß dem heutigen Stand der Technik und andererseits auf Basis der seitens der Branche bereitgestellten Informationen zu repräsentativen Beispielprojekten hinsichtlich des künftigen Windkraftausbaus in Österreich. Beide Prüfungen bestätigten die hohe Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung in Österreich. Demgemäß erreicht man eine maßvolle Standortdifferenzierung für alle untersuchten Windkraftanlagentypen. Unterschiede zwischen Designvarianten bestehen allerdings: Demnach werden Windkraftanlagen mit großem Rotordurchmesser in Relation zur Generatorleistung vom Fördermodell wirtschaftlich besser gestellt im Vergleich zu Anlagen mit kleinem Rotor oder großem Generator. Aufgrund der gleichmäßigeren Stromproduktion von Anlagen mit großem Rotor in Relation zur Generatorleistung ist dies in Hinblick auf die bessere Systemdienlichkeit ein durchaus gewünschter Effekt.

### **Investitionsförderungen für kleine und mittlere Windkraftanlagen**

Gemäß Paragraph 57, Absatz 1 des EAG kann die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 20 Kilowatt bis 1 Megawatt durch Investitionszuschuss gefördert werden. Die gutachterliche Empfehlung zur Ausgestaltung der Investitionsförderung dieser verhältnismäßig kleinen beziehungsweise mittelgroßen Windkraftanlagen ist, eine Differenzierung der Förderung nach Anlagengröße vorzunehmen. Konkret wird die Einführung von zwei Größenklassen und die Festlegung folgender Investitionsfördersätze empfohlen:

- Kategorie 20 bis 100 Kilowatt: 850 Euro je Kilowatt
- Kategorie 0,1 bis 1 Megawatt: 675 Euro je Kilowatt

# 5 Wasserkraft

## Historie und Ziele

Die kleine (bis 10 Megawatt) und mittlere (ab 10 bis 20 Megawatt) Wasserkraft wurde in der Vergangenheit sowohl durch Investitionsförderungen (Engpassleistung bis 20 Megawatt) als auch über einen Einspeisetarif (Engpassleistung bis 2 Megawatt) gefördert. Die Investitionszuschüsse führten von 2008 bis 2019 im Bereich der kleinen und mittleren Wasserkraft zu jährlichen Zuwächsen von gut 30 Megawatt installierter Leistung. Die Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung war in den letzten zehn Jahren auf relativ gleichbleibendem Niveau von circa 300 bis 400 Megawatt. Historisch gesehen war die Kleinwasserkraft die Technologie mit den geringsten durchschnittlichen Einspeisetarifen, welche sogar teilweise unter dem Marktpreis lagen. Die Ausbauziele des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2020 5 Terawattstunden zusätzliche jährliche Erzeugung aus Wasserkraft bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist im Vergleich zu den Technologien Wind und Photovoltaik zwar geringer, angesichts des hohen Ausbaugrades der Wasserkraft in Österreich und der ökologischen Kriterien, die für ihren Ausbau vorgesehen werden, aber dennoch ambitioniert. Der erforderliche Zubau entspricht gut 1 Gigawatt an zusätzlicher installierter Leistung im Jahr 2030, welche durch administrativ festgelegte Prämienförderung sowie Investitionsförderung erreicht werden soll.

## Datengrundlage

Grundlage der Entwicklung von Förderempfehlungen für die Wasserkraft bildeten verschiedene Datenquellen, die Hauptquellen waren:

- Betreiberdatenerhebung 2019 der E-Control (E-Control, 2019)
- Statistische Daten zu bisherigen Investitionszuschüssen der Wasserkraft inklusive Kosten und Volllaststunden (OeMAG, 2021c)
- Daten, die von den Branchenvertretungen zu technischen und ökonomischen Details der Wasserkraft bereitgestellt wurden ((Oesterreichs Energie, 2021) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021))



Analog zum Vorgehen bei anderen Technologiefeldern wurde das gestutzte Mittel der jeweiligen Eingangsgrößen für die Stromgestehungskostenrechnung herangezogen (Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10 Prozent der Werte). Abweichungen von diesem Vorgehen waren von der Datenlage beeinflusst und sind im umfassenden Endbericht zum Gutachten im Detail beschrieben. Die Daten der (OeMAG, 2021c) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021) wurden valorisiert, da in diesen Daten auch länger zurückliegende Projekte enthalten waren. Alle Quellen beinhalteten Angaben zu Investitionskosten, während für die Betriebskosten nur Daten aus der Betreiberdatenerhebung der E-Control sowie aus den Daten von Oesterreichs Energie zur Verfügung standen.

## **Förderempfehlungen**

**Bei der Berechnung der anzulegenden Werte** für die geförderten Wasserkraftanlagen wurde **nach Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung sowie nach Jahresstromproduktion und Grad der Revitalisierung differenziert**. Von der Möglichkeit der zusätzlichen Differenzierung nach Erweiterung wurde nicht Gebrauch gemacht. Außerdem wurde kein Eigenverbrauch bei der Berechnung der anzulegenden Werte für die Betriebsförderung der Wasserkraft angenommen. Die anzulegenden Werte der Wasserkraft wurden mittels eines **Produktionsstufenmodells** berechnet, welches in der Lage ist, natürliche Produktionsschwankungen automatisch auszugleichen und auch im bisherigen Tarifförderregime bei der Wasserkraft angewandt wurde. Dies bedeutet, dass die Erzeugung pro Kalenderjahr in Stufen unterteilt und degressiv vergütet wird, womit die durchschnittliche Förderung je Kilowattstunde mit der Anlagengröße sinkt.

Den Berechnungen der Stromgestehungskosten wurden bei den **neu errichteten Anlagen** (bis 25 Megawatt bzw. die ersten 25 Megawatt bei größeren Anlagen) Investitionskosten inklusive Netzkosten zwischen 7.320 Euro pro Kilowatt für die kleinste und 5.154 Euro pro Kilowatt für die größte Anlagenklasse zugrunde gelegt. Da bei der Ermittlung der Investitionskostentrends für neu errichtete Anlagen verschiedene Methoden für Anlagen bis und über 1 Megawatt angewandt wurden, wurde eine Glättung der Kosten im Übergangsbereich vorgenommen. Die Betriebskosten liegen zwischen 15,8 und 11,0 Euro pro Megawattstunde. Den Berechnungen für den anzulegenden Wert für die neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes wurden die gleichen Kosten zugrunde gelegt, da vom reinen Vorhandensein eines Querbauwerkes keine generelle Kostenersparnis abgeleitet werden konnte. Ein Unterschied zur neu errichteten

Wasserkraft besteht allerdings darin, dass bei der Verwendung eines Querbauwerkes die Kosten für ökologische Maßnahmen über das Umweltförderungsgesetz gefördert werden können. Da diese somit nicht über das EAG gefördert werden, wurde bei der **Verwendung eines Querbauwerkes** ein Abschlag von 8 Prozent auf die Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft angewandt.

Analog zu anderen Technologien erfolgte auch bei der Wasserkraft die **Berücksichtigung der Auswirkungen aktueller Marktdynamiken in Energiemärkten und Rohstoffmärkten**. Um diese abzubilden, wurde bei allen Förderempfehlungen der Wasserkraft ein Investitionskostenzuschlag in Höhe von 10 Prozent zugrunde gelegt.

Die resultierenden durchschnittlichen anzulegenden Werte pro Megawattstunde gefördertem Strom betragen bei der neu errichteten Wasserkraft somit degressiv zwischen 130,9 und 94,9 Euro pro Megawattstunde und bei der neu errichteten Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes zwischen 122,0 und 88,5 Euro pro Megawattstunde.

Bei der **revitalisierten Wasserkraft** wurde zwischen Anlagen **bis und über 1 Megawatt** (für maximal die ersten zusätzlichen 25 Megawatt) unterschieden, da bei den kleineren Anlagen die gesamte Erzeugung nach Revitalisierung gefördert wird und daher der Grad der Revitalisierung bei der Kostenbetrachtung mitberücksichtigt wurde. Die Höhe der anzulegenden Werte bei der revitalisierten Wasserkraft bis 1 Megawatt ist somit niedriger, da die Kosten auf die gesamte Erzeugung nach Revitalisierung umgelegt wurden. Dafür wird für diese Anlagen die gesamte und nicht nur die zusätzliche Erzeugung nach Revitalisierung über die Marktprämie abgesichert. Die Investitionskosten der revitalisierten Anlagen bis 1 Megawatt (bezogen auf die Gesamtanlagengröße nach Revitalisierung) liegen zwischen 5.756 Euro pro Kilowatt (bei einem Revitalisierungsgrad von über 200 Prozent) und 1.372 Euro pro Kilowatt (bei einem Revitalisierungsgrad bis 60 Prozent), je nach Anlagengröße und Revitalisierungsgrad. Die Investitionskosten für Anlagen über 1 Megawatt (bezogen nur auf die revitalisierte Anlagenleistung) betragen 5.126 bis 4.302 Euro pro Kilowatt. Die Betriebskosten betragen 17,5 bis 12,9 Euro pro Megawattstunde für Anlagen bis 1 Megawatt und 13,2 bis 11,4 Euro pro Megawattstunde für Anlagen über 1 Megawatt. Es wird eine nominale **Untergrenze für die anzulegenden Werte** pro Stufe von 40 bis 50 Euro pro Megawattstunde empfohlen, die sich aus dem mittleren Strompreistrend der nächsten 20 Jahre ergibt, um gerade für die höheren Stufen eine ausreichende Anreizwirkung zu erzielen. Bei Anwendung einer Untergrenze für die anzulegenden Werte pro Stufe von 45 Euro pro Megawattstunde ergeben sich somit für

die revitalisierte Wasserkraft bis 1 Megawatt durchschnittliche anzulegende Werte je nach Anlagengröße und Revitalisierungsgrad zwischen 50,4 und 110,7 Euro pro Megawattstunde geförderter Erzeugung, während sich für die revitalisierte Wasserkraft über 1 Megawatt durchschnittliche anzulegende Werte zwischen 94,4 und 112,2 Euro pro Megawattstunde geförderter Erzeugung ergeben.

Als Alternative zur Marktprämienförderung wurde im Zuge der parlamentarischen Behandlung und der Novellierung des EAG **eine Investitionsförderschiene für Wasserkraftanlagen in das Regelwerk des EAG aufgenommen**, vergleiche Paragraph 56a des EAG. Dabei sind Wasserkraftanlagen bis 2 Megawatt (nach Revitalisierung) investitionszuschussberechtigt, sowie Anlagen über 2 Megawatt, falls nicht ausgeschöpfte Mittel nach Paragraph 27 Ökostromgesetz vorhanden sind. Dabei werden die Fördermittel differenziert nach Neuerrichtung (Kategorie A) und Revitalisierung (Kategorie B) sowie Engpassleistung vergeben. Die Reihung der Förderanträge erfolgt im Rahmen der Fördercalls nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens bei der Förderabwicklungsstelle des EAG. Die gutachterliche Tätigkeit umfasste in Folge die Erarbeitung einer Empfehlung repräsentativer absoluter Fördersätze, vorbehaltlich der weiteren beihilferechtlichen Förderschranken. In Analogie zur Photovoltaik und Windenergie wurden entsprechende Analysen durchgeführt. Die gutachterliche Empfehlung ist, für die Neuerrichtung (Kategorie A) einen Investitionszuschuss in Höhe von 1.950 Euro je Kilowatt bis 100 Kilowatt, 1.450 Euro je Kilowatt für 2.000 Kilowatt, sowie linear interpoliert dazwischen zu vergeben. Für die revitalisierten Anlagen (Kategorie B) wird ein Zuschuss in Höhe von 2.400 Euro je Kilowatt bis 100 Kilowatt, 1.950 Euro je Kilowatt für 2.000 Kilowatt, sowie linear interpoliert dazwischen empfohlen. Als Empfehlung für Anlagen über 2 Megawatt (nach Revitalisierung) resultiert ein einheitlicher Zuschuss in Höhe von 1.400 Euro je Kilowatt für die Neuerrichtung (Kategorie A) und 1.950 € je Kilowatt für Revitalisierungen (Kategorie B). Es ist zu erwarten, dass für spezifisch günstigere Anlagen aufgrund der beihilferechtlichen Förderschranken, insbesondere die Begrenzung auf 30 Prozent der realen förderbaren Investitionskosten, ein niedriger Fördersatz resultiert. Spezifisch teurere Anlagen könnten folglich eher von der vorgeschlagenen Förderregelung profitieren als vergleichsweise größere, beziehungsweise spezifisch günstigere Anlagen, womit dem Technologiespezifikum der großen Heterogenität von Wasserkraftprojekten Rechnung getragen werden kann.

# 6 Bioenergie

## Allgemeine Annahmen

### Brennstoffnutzungsgrad und kostenmäßige Behandlung von Wärme

Im EAG ist gemäß Paragraph 5 der Brennstoffnutzungsgrad wie im Ökostromgesetz definiert: „Der Brennstoffnutzungsgrad ist die Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr.“ Die Brennstoffnutzungsgraduntergrenzen werden hierbei so gewählt, dass eine alleinige Verstromung von fester Biomasse oder Biogas ohne gekoppelter Wärmebereitstellung ausgeschlossen wird.

Die genutzte Wärmemenge kann kleiner oder gleich der erzeugten Wärmemenge sein. Die erzeugte Wärmemenge ergibt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad der Anlage, den Volllaststunden und der elektrischen Leistung der Anlage unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrades. Die genutzte Wärmemenge entspricht andererseits der Menge der eingesetzten Energieträger (z.B. Hackschnitzel bei fester Biomasse und verfeuertes Biogas bei Biogasanlagen) multipliziert mit dem Brennstoffnutzungsgrad abzüglich der erzeugten Strommenge.

Auch wenn vor allem bei Biogas nicht die gesamte genutzte Wärmemenge verkauft wird, (ein Anteil wird zur Beheizung des Fermenters genutzt), wurden für alle Förderempfehlungen für feste Biomasse und Biogas 100 Prozent der genutzten Wärmemenge zur Berechnung der Wärmeerlöse herangezogen. Dadurch wird einerseits eine einheitliche und transparente Berechnungsmethodik ermöglicht, andererseits können so, wenn auch vereinfacht, die Kosten der Wärmeeigennutzung berücksichtigt werden.

### Entwicklung von Wärmeerlösen, Biomassepreisen und Substratkosten

Die Berechnungsmethodik erlaubt es, dynamische Entwicklungen für Wärmeerlöse, Biomassepreise und Substratkosten anzunehmen. Dafür wurde anstelle der bisher üblichen bloßen Inflationsanpassung die Erdgaspreisentwicklung gemäß aktuellen Energieszenarien der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2020)

herangezogen. Wie im ausführlichen Endbericht zum Gutachten im Detail beschrieben, ergeben sich dadurch bei Brennstoffkosten und Wärmerlösen deutliche Zuwächse gegenüber den Startwerten für das Jahr 2020.

Als Startwerte für Wärmeerlöse empfehlen die Gutachter und Gutachterinnen 25 Euro pro Megawattstunde Wärme und für größere Wärmeabnahmemengen, einen Abschlag von 15 Prozent anzunehmen. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen weiters, beim Ausbau der Stromproduktion aus fester Biomasse und Biogas vor allem auch auf die Anforderungen und Ziele im Raumwärmebereich zu achten.

## **Feste Biomasse**

### **Ziel und Ausbaupfad**

Es ist ein Mindestzubau von 1 Terawattstunde Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 vorgesehen. Der Zubau soll durch die Vergabe von administrativen (bis 0,5 Megawatt elektrisch) und wettbewerblichen Marktprämienverträgen (für 0,5 Megawatt bis 5 Megawatt elektrisch und über 5 Megawatt für die ersten 5 Megawatt) im Ausmaß von jährlich mindestens 7,5 Megawatt elektrisch für Biomasse gefördert werden. Analoge Regelungen wurden für das Repowering bestehender Biomasseanlagen eingeführt. Ein weiterer Förderbaustein, der im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG etabliert wurde, ist die Investitionsförderung von Biomasse-Blockheizkraftwerken im kleinen Leistungsbereich (bis 50 Kilowatt elektrisch).

### **Größenklassen, Volllaststunden und Effizienzen**

Es wurden zwei Größenklassen betrachtet: Kleinere Anlagen mit einer durchschnittlichen Größe von 125 Kilowatt elektrisch und größere Anlagen mit 4,8 Megawatt elektrisch. Die Größenklassen ergeben sich einerseits aus der vorhandenen Datenlage (E-Control, 2019), andererseits wurde für die Ausschreibungen ein Höchstwert auf Basis kosteneffizienter Annahmen berechnet.

Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2020) wurden 6.822,5 Volllaststunden für Biomasseanlagen ermittelt. Für den elektrischen Wirkungsgrad wurden 30 Prozent für Anlagen bis 500 Kilowatt elektrisch basierend auf Holzvergasung und einer aktuellen Veröffentlichung zu Bioenergie-technologien in Österreich angenommen (Anca-Couce,

Hochenauer, & Scharler, 2021). Für Anlagen bis 5 Megawatt elektrisch wurden 25 Prozent aus dem Einspeisetarifgutachten 2018/2019 übernommen (Proidl & Sorger, 2017). Für die Nachfolgeprämien wurden für kleinere Anlagen die elektrischen Wirkungsgrade auf 25 Prozent reduziert. Für den thermischen Wirkungsgrad wurden 50 Prozent für kleinere Anlagen und 45 Prozent für die größeren Größenklassen angenommen.

### **Brennstoffkosten inklusive Transport**

Um einen Startwert für das Jahr 2020 zu ermitteln, wurden aus den monatlichen Holzmarktberichten (LKÖ, 2021) die oberen und unteren Werte und die Bundesländerwerte nach den installierten Leistungen für das Jahr 2020 gewichtet gemittelt. Die berechneten 13,88 Euro pro Megawattstunde Brennstoff wurden für größere Abnehmer und Abnehmerinnen angenommen. Um kleineren Abnahmemengen und auch um mögliche höhere Brennstoffqualitätsansprüchen kleiner Biomasseanlagen Rechnung zu tragen, wurde für Biomasseanlagen unter 500 Kilowatt elektrisch ein Aufschlag von 20 Prozent auf die Brennstoffkosten angenommen. Zusätzlich wurden Transportkosten von circa 3 Euro pro Megawattstunde Brennstoff berücksichtigt.

Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen auch eine geringere Reduktion als bisher für die Brennstoffe, die bisher unter Schlüsselnummer 17 Tabelle 2 geführt wurden, sowie eine gemeinsame Klasse aller Reststoffe (Schlüsselnummer 17 Tabelle 1 & 2 der Anlage 1 des Ökostromgesetzes). Eine Reduktion des anzulegenden Wertes für die administrative Vergabe um 15 Prozent könnte demnach für Reststoffe zum Einsatz kommen. Dieser Wert entspricht verringerten Brennstoffkosten von rund 25 Prozent.

### **Investitions und Betriebskosten**

Investitionskosten ergeben sich aus dem gestutzten Mittel der berichteten Kosten der Betreiberdatenerhebung für kleinere Anlagen mit 6.630 Euro pro Kilowatt elektrisch. Für größere Anlagen wurden Investitionskosten von 4.673 Euro pro Kilowatt elektrisch für eine 4,8 Megawatt elektrisch Anlage im Begleitvorhaben zum deutschen Erneuerbaren-Energien-Gesetz (Hoffstede, et al., 2019) genannt und für die Berechnung für die Höchstwerte übernommen. Analog zu anderen Technologien wurden auch hier die Investitionskosten noch im Lichte aktueller Preisentwicklungen auf Rohstoffmärkten und Energiemärkten pauschal um 10 Prozent erhöht.

Die Betreiberdatenerhebung berichtet für Anlagen mit einer durchschnittlichen Größe von 150 Kilowatt elektrisch durchschnittliche Betriebskosten von 78,6 Euro pro Megawattstunde elektrisch. Dieser Wert wurde für die Berechnung für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen angesetzt. Für die größeren Anlagengrößenklassen sind keine robusten Statistiken aus dem Anlagenbestand vorhanden. Spezifische Betriebskosten von 44 Euro pro Megawattstunde wurden für eine 4,8 Megawatt elektrisch Anlage im Begleitvorhaben zum deutschen Erneuerbaren-Energien-Gesetz genannt (Hoffstede, et al., 2019) und für die Berechnung der anzulegenden Werte für die Höchstwerte übernommen. Für Nachfolgeprämien wurden um 20 Prozent erhöhte Betriebskosten angenommen, um den Mehraufwand beim Betrieb von Altanlagen miteinzupreisen.

## **Förderempfehlungen**

Wie einleitend erwähnt ist **die Marktprämienförderung die zentrale Säule der Förderung der Biomasseverstromung**, entweder mittels Ausschreibungen oder auf Basis administrativer Vergabe. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen einen Höchstwert für die Ausschreibungen von 182,2 Euro pro Megawattstunde (inklusive 10 Prozent Höchstwertaufschlag). Dies betrifft größere Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung über 0,5 Megawatt. Im Fall von kleinen Biomasseanlagen (unter 0,5 Megawatt elektrisch) wird hingegen für die administrative Vergabe eine Marktprämie in Höhe von 229,1 Euro pro Megawattstunde empfohlen. Nachfolgeprämien für Anlagen über 0,5 Megawatt elektrisch wurden mit 107,1 Euro pro Megawattstunde und für Anlagen unter 0,5 Megawatt elektrisch mit 153,7 Euro pro Megawattstunde berechnet. Bestandsanlagen auf Basis von Entnahmekondensation stellen einen Sonderfall der Nachfolgeprämienregelungen dar, da bei diesen Anlagen aufgrund technischer Restriktionen ein Brennstoffnutzungsgrad von maximal rund 42 Prozent erreichbar erscheint. Ein Weiterbetrieb dieser Anlagen kann nur bei Anheben der Nachfolgeprämien auf 142,6 Euro pro Megawattstunde gewährleistet werden.

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG erfolgte eine Abänderung beziehungsweise Erweiterung und Präzisierung der Förderregelungen für das Repowering bei Biomasseanlagen. In Analogie zu Neuanlagen dienen für Repowering-Anlagen mit einer elektrischen Engpassleistung größer 0,5 Megawatt (nach erfolgtem Repowering) Ausschreibungen zur Allokation der Marktprämienförderung. Zumindest einmal pro Jahr ist eine gemeinsame Ausschreibung für neu errichtete und Repowering-Anlagen durchzuführen, wobei das festgeschriebene Mindestausschreibungsvolumen hierfür im

Vergleich zur Regierungsvorlage halbiert wurde. Mittels Verordnung ist hierbei für Repowering-Anlagen ein Höchstpreis festzulegen, welcher mindestens ein Prozent unter dem Höchstpreis für neu errichtete Biomasseanlagen zu liegen kommen muss. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen Gebote von Repowering-Anlagen mit 174,7 Euro je Megawattstunde nach oben hin zu begrenzen. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 4,1 Prozent gemessen am Höchstpreis von entsprechenden Neuanlagen.

Neu etabliert im Zuge des parlamentarischen Prozesses wurde eine Förderung für Repowering-Anlagen im Leistungsbereich kleiner 0,5 Megawatt elektrisch. Anlaog zu Neuanlagen ist hierbei die Förderhöhe, also der anzulegende Wert, administrativ festzulegen. Seitens der Gutachter und Gutachterinnen wird hierfür ein anzulegender Wert von 214,0 Euro je Megawattstunde empfohlen. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 6,6 Prozent gemessen an einer vergleichbaren Neuanlage.

Wie obig erwähnt können bei administrativer Vergabe der Marktprämie im Zuge des Neubaus, bei Repowering sowie bei Nachfolgeprämien für den Einsatz von Reststoffen Abschläge in Höhe von rund 14 bis 15 Prozent zur Anwendung kommen.

Des Weiteren wurde im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG **für Biomasse-Kleinanlagen bis 50 Kilowatt elektrisch eine neue Investitionsförderschiene** etabliert, als Alternative zur Betriebsförderung. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde demgemäß eine entsprechende Förderempfehlung erarbeitet. Konkret wird empfohlen, einen Investitionszuschuss von maximal 2.400 Euro je Kilowatt zu gewähren, vorbehaltlich beihilferechtlicher Schranken wie bereits bei der Photovoltaik oder der Windenergie diskutiert.

## Biogas

### Ziel und Ausbaupfad

Es ist ein Mindestzubau von 1 Terrawattstunde Strom aus Biomasse bis 2030 vorgesehen. Auch wenn sich der Zubau wohl vor allem auf Anlagen auf Basis fester Biomasse konzentriert, sind auch jährliche Mindestzubaumengen für Biogas vorgesehen. Konkret sollen jährlich neue Biogasanlagen kleiner gleich 250 Kilowatt elektrisch im Umfang von mindestens 1,5 Megawatt elektrisch mittels Marktprämienverträgen gefördert werden.



## **Größenklasse, Effizienzen und Volllaststunden**

Für Biogas wurde nur eine Größenklasse mit einer Beispielanlage von 250 Kilowatt elektrisch berechnet. Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2020) wurden 8.097,5 Volllaststunden für Biogasanlagen ermittelt. Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen, für Neuanlagen einen elektrischen Wirkungsgrad von 42 Prozent und für Bestandsanlagen von 38 Prozent zu übernehmen. Als thermische Wirkungsgrade wurden 47 Prozent für neu errichtete Anlagen und 46 Prozent für Nachfolgeprämien angenommen.

## **Substratkosten**

Bereitstellungskosten unterschiedlicher Substrate wurden von einem ausführlichen Gutachten der AEA übernommen und mit dem jeweiligen Erzeugerpreisindex auf Kosten im Jahr 2020 angepasst (Kalt, 2017). Für unterschiedliche Substratmischungen wurden jeweils Methangestehungskosten von circa 30 Euro pro Megawattstunde Biogasheizwert errechnet.

## **Investition und Betriebskosten**

Eine Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten für Biogas auf Basis der aktuellen Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019) war aufgrund der spärlichen Datenlage nicht zielführend. Als Alternative konnte hier jedoch die umfangreiche Auswertung der deutschen Betreiberbefragung herangezogen werden. Für eine repräsentative Größe von 250 Kilowatt elektrisch ergeben sich nach (FNR, 2021) Investitionskosten von 5.696 Euro pro Kilowatt elektrisch, die in der Folge für die administrative Marktprämienermittlung für die Leistungsklasse bis 250 Kilowatt elektrisch herangezogen wurde. Analog zu anderen Technologien wurden auch bei Biogas die Annahmen zu Investitionskosten noch im Lichte aktueller Preisentwicklungen auf Rohstoffmärkten und Energiemärkten pauschal um 10 Prozent erhöht.

Ebenfalls im deutschen Messprogramm, Tabellen 6 bis 9 in (FNR, 2021), ist der Mittelwert der Anteile der Personalkosten (6,0 Prozent), Instandhaltungskosten (12,2 Prozent) und sonstigen Betriebskosten (21,9 Prozent) an den mittleren Stromgestehungskosten von 189 Euro pro Megawattstunde elektrisch gelistet. Hieraus ergeben sich gesamte Betriebskosten von 80 Euro pro Megawattstunde elektrisch. Auch aus einer deutschen Anlagenbetreiberumfrage wurde ein Aufschlag von 15 Prozent für ältere Anlagen und

daher für die Nachfolgeprämie entnommen (Scheftelowitz, Lauer, Trommler, Barchmann, & Thrän, 2016).

### **Förderempfehlungen**

Die Gutachter und Gutachterinnen empfehlen einen anzulegenden Wert für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen von 270,0 Euro pro Megawattstunde und für Nachfolgeprämien von 198,5 Euro pro Megawattstunde.

# 7 Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft

Die diesjährige Novelle des EAG sieht gemäß Paragraph 44 die Etablierung einer gemeinsamen Ausschreibung für Windkraft- und Wasserkraftanlagen vor. Das gemeinsame Ausschreibungsvolumen beträgt hierbei jährlich mindestens 20 Megawatt. Im EAG ist des Weiteren vorgesehen, dass Referenzmarktpreise anstelle von Referenzmarktwerten zur Ermittlung der Marktprämien zur Anwendung gelangen sollen. Erlaubt wäre des Weiteren im Falle der Windenergie die Anwendung von Korrekturfaktoren, also eine Standortdifferenzierung der Förderhöhen in Analogie zur technologiespezifischen Förderpraxis.

Angesichts des vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumens ist hierbei hoher Wettbewerb zu erwarten. Nachfolgend werden zentrale gutachterliche Empfehlungen hinsichtlich der Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen vorgestellt:

Es wird ein einfaches Auktionsdesign empfohlen, um technologieübergreifenden Wettbewerb zu erlauben. Demgemäß wird das einfache Pay-as-bid Prinzip hinsichtlich des Auktionsdesigns empfohlen.

Um technologieübergreifend vollen Wettbewerb zu gewährleisten, wird empfohlen, auf jegliche technologiespezifische Sonderregelung zu verzichten. Dies impliziert beispielsweise bei der Windenergie den Verzicht auf eine Standortdifferenzierung, analoges gilt für die Wasserkraft.

Des Weiteren wird ein Höchstpreis in analoger Höhe wie bei technologiespezifischer Förderpraxis empfohlen, aber unter Berücksichtigung der obig erwähnten Veränderungen, also der Referenzpreisberechnung. Es empfiehlt sich folglich ein für Windenergie und Wasserkraft gemeinsamer Höchstpreis in Höhe von 85 Euro je Megawattstunde. Dieser kommt rund 5 Prozent über der Höchstpreisempfehlung bei der Windenergie zu liegen und würde seitens der Wasserkraft speziell Anreize im Bereich der Revitalisierung setzen.

# 8 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel

Bei Inanspruchnahme der Wechsellmöglichkeit von einer Tarifförderung gemäß Ökostromgesetz (ÖSG) in das neue Marktprämiensystem des EAG gilt es, eine angemessene Höhe der Marktprämie für Bestandsanlagen zu bestimmen.

Hierfür wird die Etablierung eines einfachen und transparenten Schemas empfohlen, das sich bei fester Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie primär an den im Rahmen des ÖSG vorgesehenen Nettoförderbeträgen orientiert, also den seitens der Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten zu erbringenden Unterstützungsvolumina für erneuerbarem Strom im Vergleich zum Referenzmarktpreis. Damit wäre eine Überförderung vermieden und die Beihilferechtskonformität gewahrt.

Ein entsprechendes Schema wurde im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit entwickelt und die Berechnungslogik im umfassenden Endbericht zum Gutachten im Detail vorgestellt. Wesentliche Eingangsgrößen der Berechnung sind hierbei der Einspeisetarif beziehungsweise gegebenenfalls der Nachfolgetarif bei Biomasse und Biogas gemäß ÖSG, die bisherige Verweildauer im ÖSG und der Referenzstrompreis. Letzterer kennzeichnet aus historischer Sicht zum Zeitpunkt der Förderentscheidung den Marktwert des künftig ins Netz gespeisten und somit geförderten Stroms. Im Rahmen der Beispielrechnung wird hierfür ein Wert von 5,66 Cent je Kilowattstunde angesetzt. Dieser Wert deckt sich mit der gutachterlichen Empfehlung hierfür und entspricht damit in nominaler Form der künftigen Strompreiserwartung im Mittel der kommenden zehn Jahre gemäß mittlerem Strompreistrendszenario.

## Literaturverzeichnis

AIT. (2021). *Erhebungsdaten Photovoltaik*.

Anca-Couce, A., Hochenauer, C., & Scharler, R. (1. 1 2021). Bioenergy technologies, uses, market and future trends with Austria as a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, S. 110237. doi:10.1016/j.rser.2020.110237

AuWiPot. (2011). *Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*. Von [www.windatlas.at](http://www.windatlas.at) abgerufen

E-Control. (2019). *Betreiberdatenerhebung Einspeistarife 2019*. Wien.

E-Control. (2020). *Ökostrombericht 2020*. Von [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Oekostrombericht\\_2020.pdf/053b8bbf-402e-c568-cb07-7315a6573c32?t=1600782405474](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Oekostrombericht_2020.pdf/053b8bbf-402e-c568-cb07-7315a6573c32?t=1600782405474) abgerufen

E-Control. (2021). *Betreiberdatenerhebung 2021*. Wien.

Europäische Kommission. (17. September 2020). *Impact assessment (Part 2 of 2) accompanying the document Stepping up Europe's 2030 climate ambition - Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people; Commission Staff Working Document, SWD(2020) 176 final*.

FNR. (2021). *Biogas-Messprogramm III*. Von [https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/bmp\\_2020\\_web\\_stand2021.pdf](https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/bmp_2020_web_stand2021.pdf) abgerufen

Hoffstede, U., Beil, M., Beyrich, W., Hahn, H., Kasten, J., Krautkremer, B., . . . Holzhammer, U. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht*. Von [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7) abgerufen

- IG Windkraft & Oesterreichs Energie. (2021). Umfangreiche Datensammlung zu 22 repräsentativen Beispielprojekten der künftigen Windkraftnutzung. IG Windkraft & Oesterreichs Energie.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Cost in 2019*. International Renewable Energy Agency.
- Kalt, G. (2017). *Erzeugungskosten für Ökostrom. Berechnung für Neuanlagen auf Basis von Biogas, Biomethan und fester Biomasse bis 400 kW im Jahr 2018. Nicht veröffentlicht.*
- Kleinwasserkraft Österreich. (2021). Erhebungsdaten Kleinwasserkraft.
- Kost C., S. S. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme.
- OeMAG. (2021a). *Datenerhebung Photovoltaik*.
- OeMAG. (2021b). *Statistische Daten zum Windenergieanlagenbestand*. Wien.
- OeMAG. (2021c). *Statistischen Daten zu Investitionszuschüssen Kleinwasserkraft*. Wien.
- Oesterreichs Energie. (März 2021). Spezifische Kosten kleine und mittlere Wasserkraft. Wien.
- Proidl, H., & Sorger, M. (2017). *Gutachten Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019*. Wien.
- Scheftelowitz, M., Lauer, M., Trommler, M., Barchmann, T., & Thrän, D. (2016). *Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017*.
- Wallasch A. et al. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II e): Wind an Land*. Deutsche WindGuard - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

## Abkürzungen

Basis-azW	anzulegender Wert im Basisfall
bzw.	beziehungsweise
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
LCOE	Levelized Cost of Electricity
ÖSG	Ökostromgesetz
WACC	Weighted Average Cost of Capital

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie**

Fachliche Betreuung und Gesamtkoordination: Abteilung VI/5

– Erneuerbare Energie und Strom

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 1 711 62 65-0

[email@bmk.gv.at](mailto:email@bmk.gv.at)

[bmk.gv.at](http://bmk.gv.at)