


Diskussion EAG Fördermodell

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

Aktualisierte Endberichts-Version vom 31.03.2022
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

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

BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

Jahrgang 2022

Ausgegeben am 4. Oktober 2022

Teil II

369. Verordnung: EAG-Marktprämienverordnung 2022

369. Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Gewährung von Marktprämien nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz für die Jahre 2022 und 2023 (EAG-Marktprämienverordnung 2022 – EAG-MPV 2022)

Definition Normparameter

Auswahl Normanlage - Standard

Tabelle 35: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller

| Hersteller | Type | Leistung | RD | Rotorfläche | Spezifische Leistung |
|------------|-------------|----------|-------|-------------------|----------------------|
| | | [kW] | [m] | [m ²] | [W/m ²] |
| VESTAS | V126-3.45MW | 3.450 | 126,0 | 12.469 | 277 |
| | V136-3.45MW | 3.450 | 136,0 | 14.527 | 237 |
| | V136-4.2MW | 4.200 | 136,0 | 14.527 | 289 |
| | V150-4.2MW | 4.200 | 150,0 | 17.672 | 238 |
| | V162-6.0MW | 6.000 | 162,0 | 20.612 | 291 |
| ENERCON | E115-EP3 | 2.990 | 115,7 | 10.514 | 284 |
| | E126-EP3 | 4.000 | 127,0 | 12.668 | 316 |
| | E138-EP3 | 4.200 | 138,3 | 15.011 | 280 |
| | E147-EP5 | 5.000 | 147,0 | 16.972 | 295 |
| NORDEX | N117-3.6MW | 3.600 | 116,8 | 10.715 | 336 |
| | N131-3.6MW | 3.600 | 131,0 | 13.478 | 267 |
| | N149-4.8MW | 4.800 | 149,1 | 17.460 | 275 |
| | N163-5.0MW | 5.000 | 163,0 | 20.867 | 240 |

Mittel aus 13 betrachteten Windkraftanlagen:

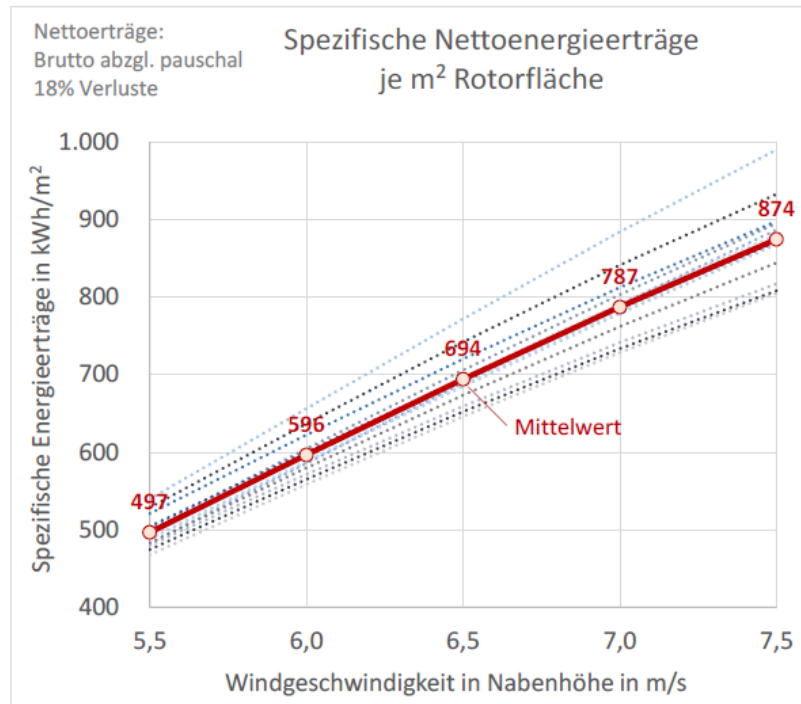
- 139 m Rotordurchmesser
- 4,2 MW Nennleistung
- 277 W/m² spezifische Generatorleistung
- 135 m Nabenhöhe

Definition Normparameter

Auswahl Normstandort

Vmed Nabhöhe: **6,5 m/s**

Spezifischer Nettoertrag (P50): **694 kWh/m²**



Ermittlung P50:

Nettoertrag = Bruttoertrag abzüglich 8%
technische Verluste und 10%
Parkwirkungsgrad

2.511 Volllaststunden am Normstandort

Spezifikation der Berechnung:

Seehöhe 400m

Temperatur 15°

Bruttoberechnung: Ohne
Windparkabschattung und elektr.
Verluste, 100% Verfügbarkeit

Nettoberechnung: Abzug von
pauschal 18% Verluste

Berechnung mit Rayleighverteilung

Abbildung 34: Spezifische Nettostromerträge je m² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (plus Spezifikation der zugrundeliegenden Berechnung)

Erzeugungskosten Berg

Modellerweiterung Bergzuschlag

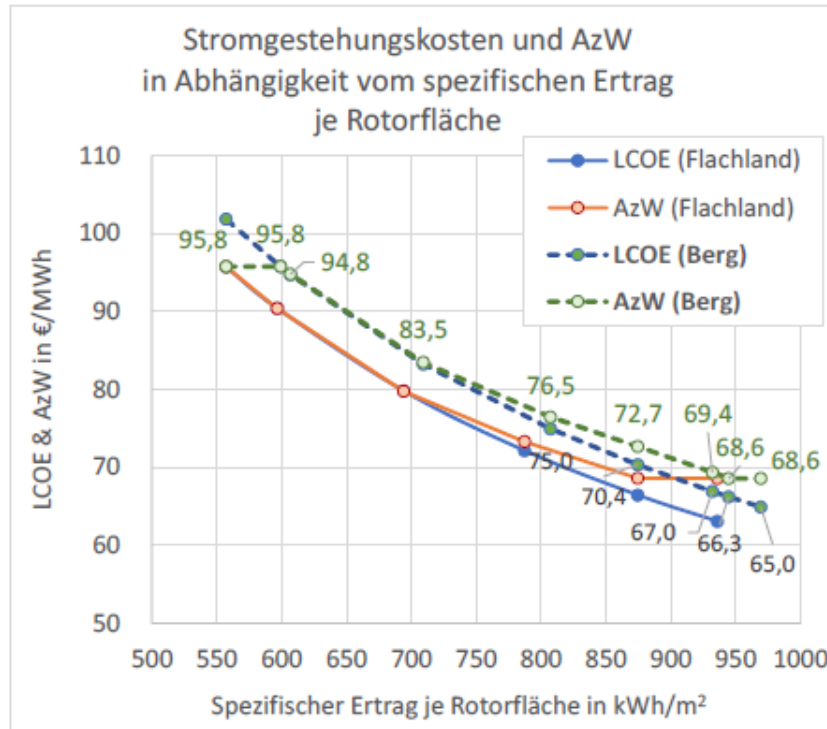


Abbildung 39: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der im Basismodell empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung

Zuschlag auf Normstandort ab einer Seehöhe von 1.400 m:

5,08 bis 7,07% des azW

Zwischen 400 und 1.400 m:

Lineare Interpolation

Marktprämie Normstandort

(mit und ohne Bergzuschlag - bezogen auf den Höchstgebotswert)

EAG-Marktprämienrechner

Eingabewerte

Gebotswert: **82,20** [EUR/MWh]

Seehöhe: **1.500** [m]

Jahresertrag: **694** [kWh/m²]

Ergebnis EAG

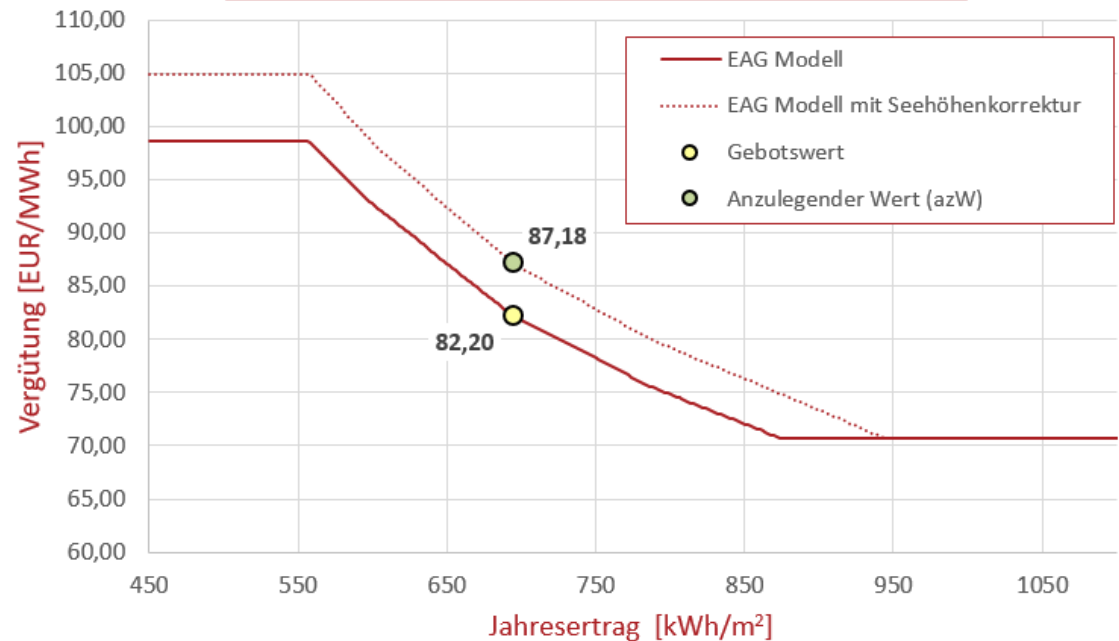
Korrekturfaktor: **6,06** [%]

Anzulegender Wert (azW): **87,18** [EUR/MWh]

Siehe Infoblatt für Erläuterungen

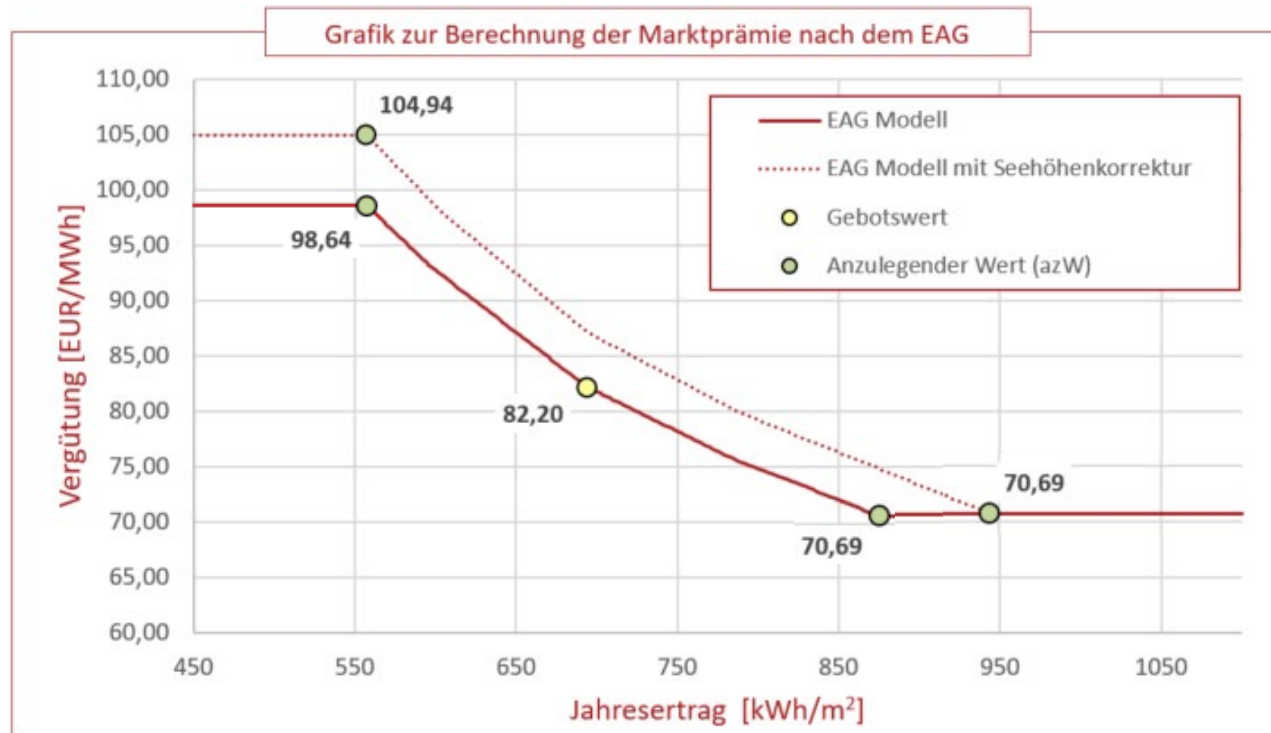


Grafik zur Berechnung der Marktprämie nach dem EAG



Bandbreite für Marktprämien

(bezogen auf den Höchstgebotswert von EUR 82,20/MWh)



Maximum Flachlandstandort (<557 kWh/m² + <400m)

98,64 €/MWh

Maximum Bergstandort (<557 kWh/m² und >1.400m)

104,94 €/MWh

Minimum (Flachland > 874,5 kWh/m² / Berg >944,6 kWh/m²)

70,69 €/MWh

Erläuterungen zum EAG-Marktprämienrechner

| Begriff | Erläuterung | Quelle |
|-----------------|--|----------------------------------|
| Höchsgebotswert | Jährlich per Verordnung gesondert für jede Technologie festzulegende Höchstgebotspreise in ct/kWh Der Höchstgebotswert wurde für die Antragsstellung im Kalenderjahr 2022 auf 8,22 Cent/kWh festgelegt | EAG, §18 (1) MPV 2022, §4 (1) |
| Gebotswert | Anzulegender Wert in ct/kWh, den der Bieter in seinem Gebot für den Normstandort angibt | EAG, § 20 |
| Seehöhe | Auch Fußpunkthöhe oder Standorthöhe. Bezeichnet die Seehöhe der Oberkante des Fundaments einer Windkraftanlage bezogen auf das Adria-Mittel-Null. Bei mehreren Anlagen bezeichnet der Ausdruck den arithmetischen Mittelwert der Fußpunkthöhen aller Windkraftanlagen Ab 400 m wird eine Seehöhenkorrektur durchgeführt, welche bei 1.400 m gedeckelt ist. Sie ist ein Teil des Korrekturfaktors | EAG-MPV, § 2 |
| Jahresertrag | Auch rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion (RJ). Die Jahresstromproduktion einer Windkraftanlage dividiert durch die Rotorkreisfläche. Bei mehreren Anlagen bezeichnet der Ausdruck die Summe der Jahresstromproduktionen der Anlagen dividiert durch die Summe der Rotorkreisflächen | EAG-MPV, § 2 |
| Korrekturfaktor | Der von der Standorthöhe und der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion abhängige Auf- oder Abschlag in Form eines Prozentsatzes mit zwei Nachkommastellen, um den sich der anzulegende Wert für den Normstandort erhöht oder verringert | EAG, § 43 MPV 2022, § 7 |
| Marktprämie | Mit der Marktprämie wird die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Marktwert der erzeugten Elektrizität und den Produktionskosten der jeweiligen Technologie über eine Dauer von 20 Jahren ausgeglichen. Marktprämien werden im EAG über Ausschreibung oder auf Antrag gewährt | EAG, §§ 9, 10 und 11 |
| Marktwert | Der Marktwert bzw. Referenzmarktwert ist von der Regulierungsbehörde am Beginn eines Monats zu veröffentlichen und dient als Grundlage zur Berechnung der Marktprämie. | EAG, §13 |

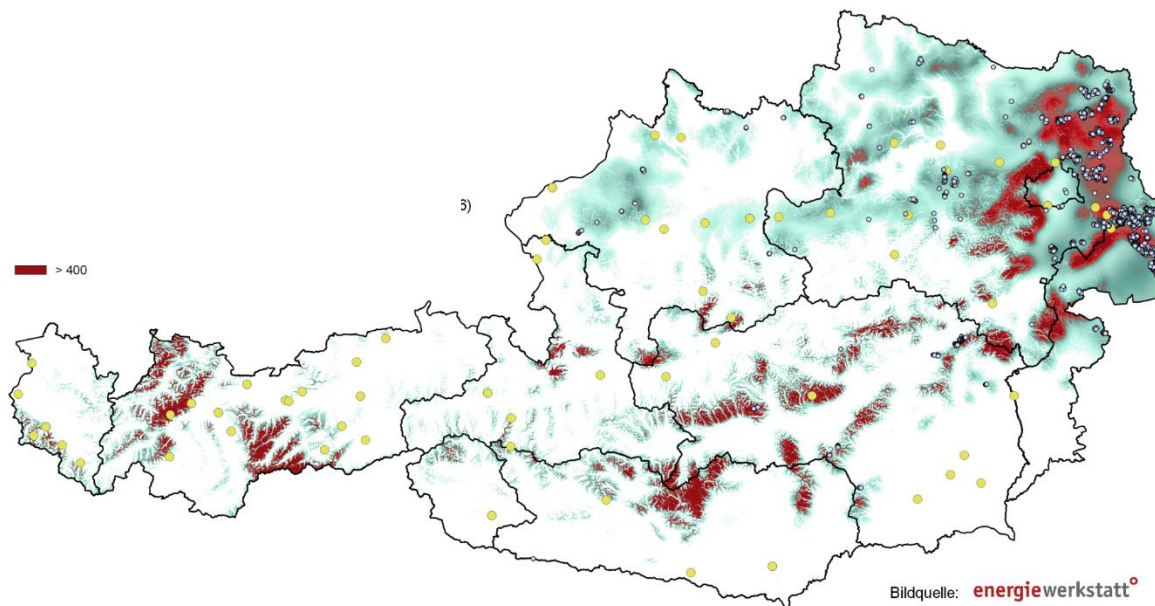
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_369/BGBLA_2022_II_369.html

https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:31ab5406-2c06-450c-94f7-e8950dc007f5/EAG_erlaeuterungen.pdf

Marktprämie in Abhängigkeit von der Windgüte

| Güteklasse | Vmed Nabenhöhe | Spez. Ertrag | Marktprämie Flachland | Marktprämie Berg |
|------------|-------------------|--------------|-----------------------|------------------|
| | [m/s] | [kWh/Jahr] | [€/MWh] | [€/MWh] |
| A | 7,5 | 875 | 70,69 | 74,87 |
| | 7,0 | 787 | 75,54 | 80,01 |
| B | 6,5 | 694 | 82,20 | 87,18 |
| C | 6,0 | 597 | 93,13 | 99,06 |
| | 5,5 | 497 | 98,64 | 104,94 |



2. Abschnitt

Bestimmungen zum Ausschreibungsverfahren

Höchstpreise

§ 4. (1) Die Höchstpreise in Cent pro kWh, bis zu denen Gebote in Ausschreibungen beachtet werden, werden für die Kalenderjahre 2022 und 2023 gemäß den §§ 18 Abs. 1 und 2, 38 und 44d EAG wie folgt festgelegt:

1. für neu errichtete und erweiterte Photovoltaikanlagen.....9,33 Cent/kWh;
2. für neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse..... 18,22 Cent/kWh;
3. für repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse 17,47 Cent/kWh;
4. für neu errichtete und erweiterte Windkraftanlagen (Normstandort)..... **8,22 Cent/kWh;**
5. für Wind- und Wasserkraftanlagen in gemeinsamen Ausschreibungen..... 8,50 Cent/kWh.

(2) Das Gebot für Windkraftanlagen gemäß Abs. 1 Z 4 muss sich auf den Normstandort beziehen.

Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen

§ 5. (1) Für das Kalenderjahr 2022 werden die Kalendertage, an denen die Frist für die Abgabe von Geboten für eine Ausschreibung abläuft (Gebotstermine) sowie das bei einem Gebotstermin zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen wie folgt festgelegt:

| Technologie | Gebotstermine | Ausschreibungsvolumen |
|--|---------------|----------------------------|
| Photovoltaikanlagen | 13.12.2022 | 700 000 kW _{peak} |
| Anlagen auf Basis von Biomasse | 13.12.2022 | 7 500 kW _{el} |
| Windkraftanlagen | 13.12.2022 | 190 000 kW |
| Gemeinsame Ausschreibung (Wind- und Wasserkraftanlagen) | 06.12.2022 | 20 000 kW |

Korrekturfaktor für Windkraftanlagen

§ 7. (1) Für Windkraftanlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung gemäß § 40 EAG einen Zuschlag erhalten haben, ist ein Korrekturfaktor auf den Zuschlagswert gemäß § 43 EAG anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge der Windkraftanlage widerspiegelt und jährlich im Nachhinein auf Basis der tatsächlichen Jahresstromproduktion ermittelt wird.

(2) Der Korrekturfaktor (in Prozent) ermittelt sich aus der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion eines vollen Betriebsjahres.

(3) Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 Meter sind folgende Stützwerte anzuwenden, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten eine lineare Interpolation stattfindet:

| | | | | | |
|-----------------------------|---------|--------|-------|-------|---------|
| RJ (in kWh/m ²) | ≤ 557,0 | 596,50 | 694,0 | 787,1 | ≥ 874,5 |
| Korrekturfaktor (in %) | +20,00 | +13,30 | 0,00 | -8,10 | -14,00 |

(4) Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe ab 1 400 Meter erhöht sich der gemäß Abs. 3 ermittelte Korrekturfaktor additiv um nachfolgende Prozentsätze, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten eine lineare Interpolation stattfindet:

| | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| RJ (in kWh/m ²) | ≤ 557,0 | 599,1 | 606,8 | 709,0 | 807,2 | 874,5 | 944,6 |
| Erhöhung des Korrekturfaktors (in %) | +7,66 | +7,07 | +6,84 | +5,92 | +5,31 | +5,08 | 0,00 |