

Lösungsansätze zur Standortdifferenzierung der Förderung bei Windenergie in Österreich

IEWT 2021, Wien, 9. September 2021

Gustav Resch – TU Wien, Energy Economics Group (EEG)

Dieser Vortrag basiert auf Arbeiten im Zuge der Erstellung eines Gutachtens zu Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG), durchgeführt von TU Wien, AIT und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMK

Email: resch@eeg.tuwien.ac.at

Web: <http://www.eeg.tuwien.ac.at>

Der Blick zurück ...

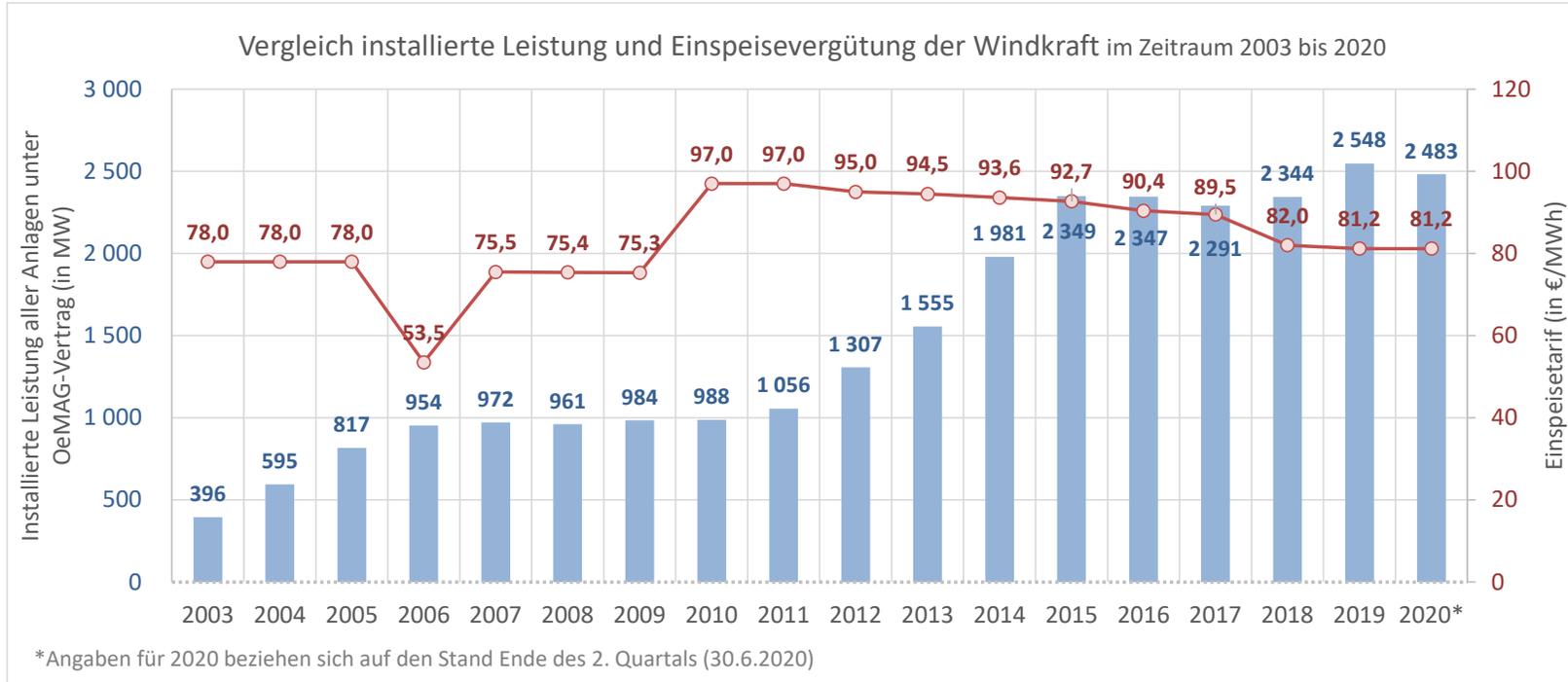


Abbildung: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und für Neuanlagen jeweilig gültige Einspeisevergütung der Windenergie (2003-2020)

(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2020 und 2021)

Anmerkung: in obiger Abbildung sind nur jene WKA mit OeMAG-Vertrag erfasst. Vergleich 2019: 2.548 MW (OeMAG) vs 3.208 MW (Gesamt)

Marktentwicklung & Förderanreize historisch:

- 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.

Status Quo (2020)



- **Bisheriger Ausbau konzentriert auf den Osten des Landes,** vorwiegend im Flachland (NÖ, Bgld.), aber auch im voralpinen Bereich vereinzelt (Stk.)

Abbildung: Kumulierte installierte Kapazität (2020) der Windkraft (am Land), regional aufgeschlüsselt (auf NUTS3-Ebene) und dargestellt als Leistungsdichte (GW pro km²)

Quelle: Eigene Analysen basierend auf Eurostat und Wind Power (kommerzielle Datenbank, 2021)

— Country borders
□ 0 - 120
■ 120 - 377
■ 377 - 609

Scenario: HighRES-Coop
Technology: Wind onshore
Item: Installed capacities in GW per km² in 2020

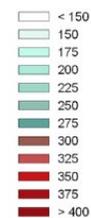
Blick in die Zukunft (2030)

Ambitionierte Ziele für den Ausbau bis 2030:

- Die EAG-Ausbauziele sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2019 (6,9 TWh) **10 TWh zusätzliche Erzeugung aus Windenergie bis zum Jahr 2030** vor.
- Dieses Ziel ist als **in hohem Maße ambitioniert einzustufen**.
- Legt man in Analogie zum EAG zur Abschätzung der Ausbaumengen mittlere Volllaststunden in Höhe von 2.500 h/a zugrunde, so resultiert ein **jährlicher Kontrahierungs- und Ausbaubedarf in Höhe von 400 MW**.

- Dies erfordert auch den Ausbau der Windkraft in bis dato wenig bis gar nicht genutzten Landesteilen ... **quasi „von Ost nach West“**
- Die „besten“ Standorte werden hierzu ebenso nicht ausreichen – **auch bis dato weniger lukrative Standorte gilt es zu erschließen**

| Gütekategorie | Vmed Nabe | Leistungsdichte |
|---------------|-----------|---------------------|
| | [m/s] | [W/m ²] |
| A | 7,00 | 350 |
| B | 6,50 | 280 |
| C | 6,00 | 220 |

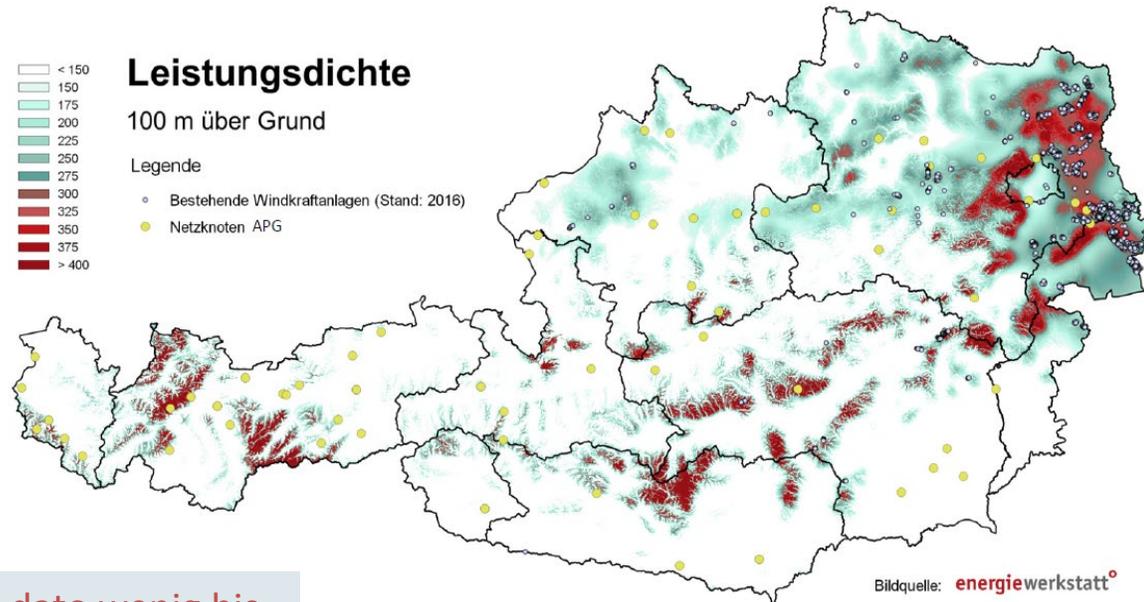


Leistungsdichte

100 m über Grund

Legende

- Bestehende Windkraftanlagen (Stand: 2016)
- Netzknoten APG



Bildquelle: **energiwerkstatt**

Abbildung: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöffigkeitsklassen

(Quelle: (AuWiPot, 2011))

EAG Vorgaben zur Standortdifferenzierung

Standortdifferenzierung der Förderanreize als Mittel zur Effektivität & Kosteneffizienz gemäß EAG

EAG-Kontext: Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) sieht vor, dass auf den Zuschlagswert bzw. die Förderung für Windkraftanlagen **ein Korrekturfaktor zur Anwendung kommt, um standortbedingte Unterschiede bei den Stromerträgen auszugleichen.**

- Der **Korrekturfaktor soll als Auf- oder Abschlag** auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort implementiert werden.
- Der **Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage** anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge **widerzuspiegeln.**

→ Entwicklung eines Lösungsansatzes

Vorgehensweise:

Stufe 1: Überblick und Kurzbewertung verschiedener Optionen zur Standortdifferenzierung

- Für die Umsetzung dieser Vorgabe kommen unterschiedliche Optionen in Frage
- Die anvisierte Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung für Windkraft erforderte eine Präzisierung und Festlegung auf eine dieser Optionen.
- Eingangs wurden hierfür **drei konkrete Optionen hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert**

→ **Fazit: Differenzierung auf Basis spezifischer Energieerträge je Rotorkreisfläche erscheint am zielführendsten zur Umsetzung einer Standortdifferenzierung der Förderung**

Stufe 2: Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen

- Betreiberdatenerhebung E-Control
- Beispieldaten IG Windkraft/OE

Stufe 3: Detaillierung des Modells zur Standortdifferenzierung

auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge

Grundschemata:

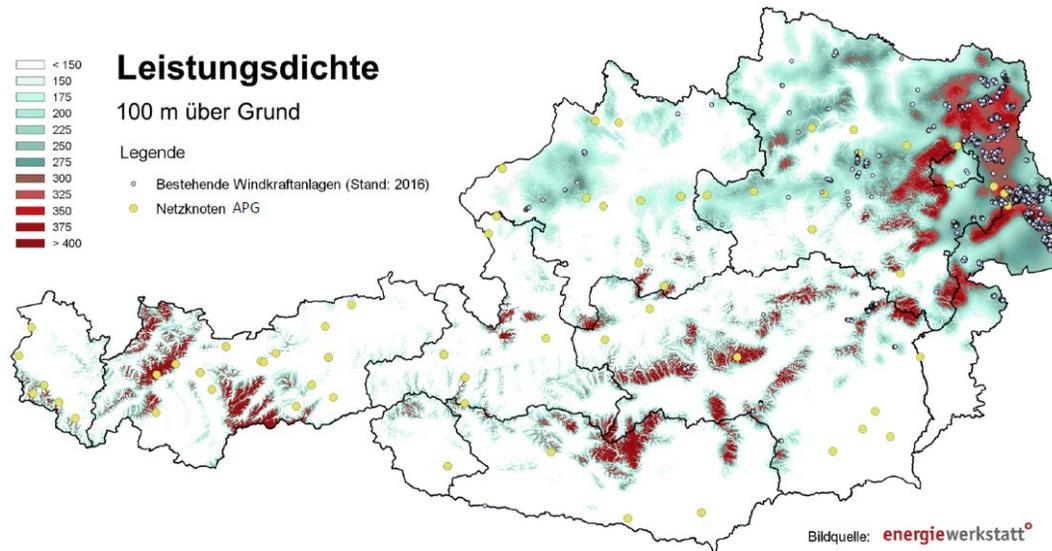
Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge

- Vom Grundprinzip werden die realen Stromerträge einer WKA für die Bestimmung der Fördersätze (also im Rahmen der Marktprämienförderung der Ermittlung der azW) herangezogen. Konkret werden **auf jährlicher Basis ermittelte Stromerträge einer WKA in Relation zur Rotorfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche, gesetzt**. Es resultiert hieraus der **rotorflächenspezifische Stromertrag (in kWh/m²)**.
 - **Ist dieser Wert hoch**, so zeigt dies eine **hohe Standortgüte**, was im Regelfall niedrige LCOE impliziert.
 - Fällt er hingegen **niedrig** aus, so offenbart dies eine **geringere Standortgüte** und in Folge höhere LCOE.
- Die **somit gewonnene Information dient der Differenzierung der Fördersätze**, sodass ansatzweise bedarfsgerecht gefördert 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 WKA mit dem per VO normierten repräsentativen Normwert bzw. Normertrag** (rotorflächenspezifischer Ertrag einer Normanlage am Normstandort).
- Der **Normwert beschreibt den Ertrag**, welchen eine dem Stand der Technik entsprechende, in Österreich errichtete Windkraftanlage an einem hinsichtlich der Windeneignung **als durchschnittlich zu klassifizierendem Standort (Normstandort)** erzielen könnte.
- Die **standortspezifische Differenzierung der Fördersätze erfolgt auf jährlicher Basis mittels Korrekturfaktoren**, also durch **Zu- oder Abschläge zum Basis-azW**. Der **Basis-azW kennzeichnet die Stromgestehungskosten am Normstandort (mittlerer Standortgüte)** und ist administrativ via Verordnung festzulegen.

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Parametrierung

1. Festlegung eines Normstandorts (repräsentativ für Österreich)

- Zur Festlegung eines Normstandorts für Österreich kann ein **repräsentativer Standort mittleren Windertrags**, charakterisiert durch eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von **6,5 m/s in Nabenhöhe**, herangezogen werden.
- Gemäß österreichischem Windatlas entspricht dies einem **Standort der Güteklasse B**.
 - Bis dato fand der Ausbau der Windkraft konzentriert in ausgewählten Regionen Ostösterreichs statt. Zum Erreichen der Ausbauziele 2030 erscheint es unerlässlich, vermehrt auch in anderen Regionen und Bundesländern windschwächere Standorte zu erschließen.



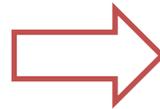
- Die Festlegung des **Normstandorts spiegelt folglich den künftigen Ausbaubedarf wider** und kommt daher hinsichtlich des durchschnittlichen Winddargebots unter dem Mittel bis dato realisierter WKA zu liegen.

| Güteklasse | Vmed Nabe | Leistungsdichte |
|------------|-----------|---------------------|
| | [m/s] | [W/m ²] |
| A | 7,00 | 350 |
| B | 6,50 | 280 |
| C | 6,00 | 220 |

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Parametrierung

2. Ermittlung der rotorflächenspezifischen Energieerträge gemäß Stand-der-Technik WKA

Repräsentative Auswahl an Stand-der-Technik WKA-Typen verschiedener Hersteller



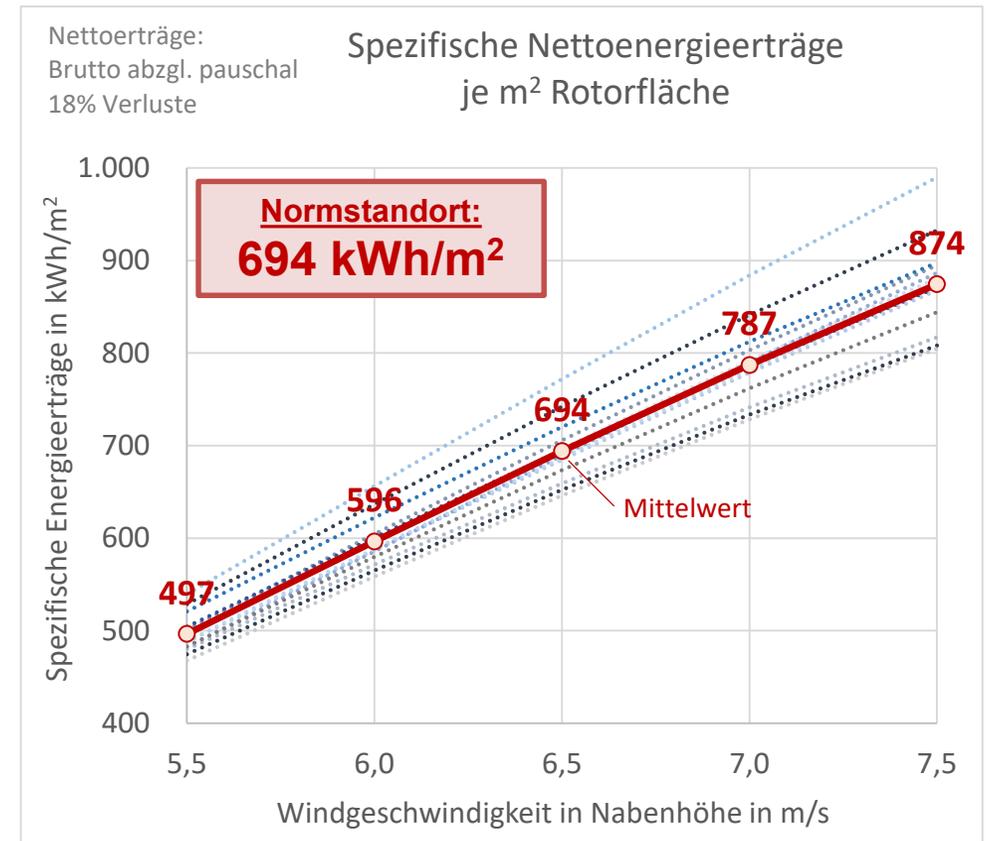
| Hersteller | Type | Leistung | RD | Rotorfläche | Spezifische Leistung |
|------------|-------------|----------|-------|-------------------|----------------------|
| | | [kW] | [m] | [m ²] | [W/m ²] |
| VESTAS | V126-3.45MW | 3 450 | 126,0 | 12 469 | 277 |
| | V136-3.45MW | 3 450 | 136,0 | 14 527 | 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 |

Berechnung der rotorflächenspezifischen Energieerträge für alle 13 WKA

Bruttoerträge:

- Seehöhe 400m
- Temperatur 15°
- 100% Verfügbarkeit
- Ohne Windparkabschattung und elektr. Verluste
- Berechnung mit Rayleighverteilung

Nettoerträge: pauschal 18% Verluste



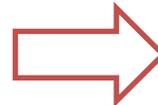
Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Parametrierung

3. Festlegung einer repräsentativen **Normanlage** zwecks nachfolgender **LCOE-Berechnung** und **azW-Bestimmung**

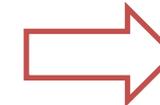
WKA-Kennwerte (Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen)

| | | |
|------------------------------------|--------|--------------|
| Rotorkreisfläche (m ²) | 15.198 | Mittelwert |
| Durchmesser (m) | 139,1 | Rückrechnung |
| Generatorleistung (MW) | 4,2 | Mittelwert |

| Standortgüte | Spezifische Erträge je m ² Rotorfläche | |
|------------------|---|------------------------------------|
| | Energieerträge brutto | Energieerträge netto (18%Verluste) |
| Vmed-Nabe m/s | kWh/(m ² *a) | kWh/(m ² *a) |
| 5,5 | 605,5 | 496,5 |
| 6,0 | 727,4 | 596,5 |
| 6,5 | 846,4 | 694,0 |
| 7,0 | 959,9 | 787,1 |
| 7,5 | 1.066,4 | 874,5 |



| Energieerträge je WKA | |
|-----------------------|------------------------------------|
| Energieerträge brutto | Energieerträge netto (18%Verluste) |
| MWh/Jahr | MWh/Jahr |
| 9.203 | 7.546 |
| 11.055 | 9.065 |
| 12.863 | 10.548 |
| 14.589 | 11.963 |
| 16.208 | 13.291 |



| Mittlere Volllaststunden | |
|--------------------------|-----------------------|
| Volllaststunden brutto | Volllaststunden netto |
| h | h |
| 2.191 | 1.797 |
| 2.632 | 2.158 |
| 3.063 | 2.511 |
| 3.474 | 2.848 |
| 3.859 | 3.164 |

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Parametrierung

4. LCOE-Berechnung und azW-Bestimmung: Überblick zu Eingangsgrößen

- In einem nächsten Schritt folgt die LCOE-Berechnung und auf Basis dessen die Ermittlung der azW.
- In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung finden neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen (d.h. Rotordurchmesser, Generatorleistung) der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang.

→ Hierfür dienen die auf Basis von Betreiberdaten ermittelten repräsentativen Investitions- und Betriebskosten.

Eingangsgrößen

Technologiefeld:

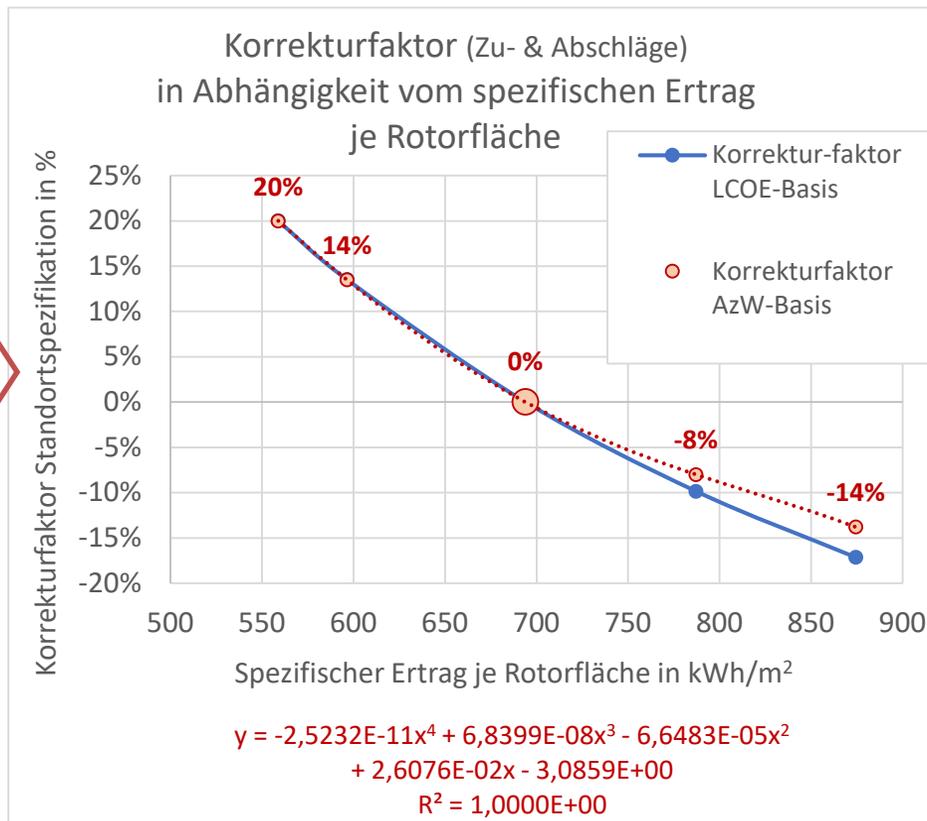
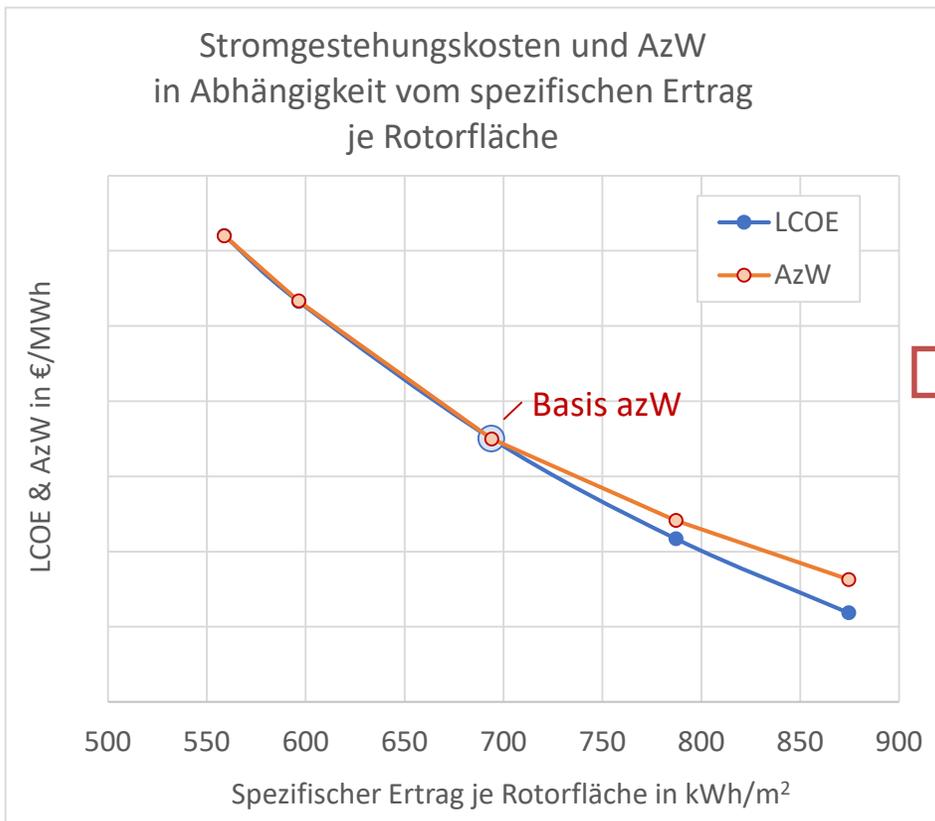
Windenergie

Beispielfall:

| | | Wind | Wind | Wind | Wind | Wind |
|--|--------------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| | | Standort C, Normanlage | Standort B- C, Normanlage | Standort B, Normanlage | Standort A- B, Normanlage | Standort A, Normanlage |
| Anlagenspezifikation: | | | | | | |
| Leistung Windpark | MW | 25,2 | 25,2 | 25,2 | 25,2 | 25,2 |
| Stromerzeugung Windpark | MWh | 45.277 | 54.391 | 63.288 | 71.780 | 79.745 |
| Volllaststunden | h/a | 1.797 | 2.158 | 2.511 | 2.848 | 3.164 |
| Anzahl WKA | 1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Leistung je WKA | MW | 4,20 | 4,20 | 4,20 | 4,20 | 4,20 |
| Standortspezifikation: | | | | | | |
| Standort-Güteklasse | | C | B-C | B | A-B | A |
| Nabenhöhe | m | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 |
| Rotordurchmesser | m | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 |
| Vmed auf 100m | m/s | 5,1 | 5,6 | 6,0 | 6,5 | 7,0 |
| Vmed in Nabenhöhe | m/s | 5,5 | 6,0 | 6,5 | 7,0 | 7,5 |
| Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV) | % | 82% | 82% | 82% | 82% | 82% |
| Spezifischer Ertrag je m² Rotorkreis | kWh/m² | 496,5 | 596,4 | 694,0 | 787,1 | 874,5 |
| Kostenparameter: | | | | | | |
| Investitionskosten GESAMT | €/kW | 1.520 | 1.520 | 1.520 | 1.520 | 1.520 |
| Betriebskosten GESAMT | €/MWh | 25,6 | 23,0 | 21,1 | 19,8 | 18,8 |

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Parametrierung

4. LCOE-Berechnung und azW-Bestimmung: Basis-azW & Korrekturfaktoren (Zu- & Abschläge)



- **Deckelung der Zuschläge: 20%** ... untere Wirtschaftlichkeitsschranke von v_{med} 5,8 m/s
- **Anreize bestmögliche Standorte zu nutzen plus Deckelung der Abschläge (-14%)**: Um zu gewährleisten, dass Investor*innen und Projektentwickler*innen stets bei der Standortwahl bevorzugt bestmögliche Windstandorte wählen

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Plausibilitätsprüfung

A) Prüfung auf Basis generischer WKA-Typen

- **Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen zeigt hohe Tauglichkeit** des entwickelten Fördermodells **hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung.**
- WKA-Typenvergleich: eine maßvolle Standortdifferenzierung für alle untersuchten WKA-Typen.
- Unterschiede zwischen Designvarianten bestehen:
 - **WKA mit großem Rotordurchmesser werden vom Fördermodell wirtschaftlich besser gestellt im Vergleich zu Anlagen mit kleinem Rotor oder großem Generator.**
 - Ein gewünschter Effekt aufgrund gleichmäßigerer Stromproduktion von Anlagen mit großem Rotor (**bessere Systemtauglichkeit**)

B) Prüfung auf Basis auf Basis repräsentativer Beispielprojekte

- **Direkter Vergleich zu anderen Fördermodellen:** vielfach ähnliche Charakteristika, Modell gewährt aber **im Allgemeinen eine maßvollere Förderung im Einklang mit den wirtschaftlichen Erfordernissen.**
- **Bei einigen Beispielprojekten der bereitgestellten Liste empfiehlt sich eine Umplanung unter Berücksichtigung der Anreiz-/Lenkungswirkung** des entwickelten Fördermodells (tendenziell große Rotoren im Verhältnis zur Generatorleistung).
- **Wenige Projekte erscheinen zu den angegebenen Kosten und Ausgestaltungsvarianten wirtschaftlich nicht realisierbar** unter den gebotenen Anreizen (analog zu DE-Referenzertragsmodell).
 - Umplanung der Projekte mit Fokus auf Kosteneffizienz.

Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Energieerträge: Plausibilitätsprüfung

A) Prüfung auf Basis generischer WKA-Typen

- Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen zeigt **hohe Tauglichkeit** des entwickelten Fördermodells **hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung**.
- WKA-Typenvergleich: eine maßvolle Standortdifferenzierung für alle untersuchten WKA-Typen.
- Unterschiede zwischen Designvarianten bestehen:
 - **WKA mit großem Rotordurchmesser werden vom Fördermodell wirtschaftlich besser gestellt im Vergleich zu Anlagen mit kleinem Rotor oder großem Generator.**
 - Ein gewünschter Effekt aufgrund gleichmäßigerer Stromproduktion von Anlagen mit großem Rotor (**bessere Systemtauglichkeit**)

B) Prüfung auf Basis auf Basis repräsentativer Beispielprojekte

- **Direkter Vergleich zu anderen Fördermodellen:** vielfach ähnliche Charakteristika, Modell gewährt aber **im Allgemeinen eine maßvollere Förderung im Einklang mit den wirtschaftlichen Erfordernissen.**
- **Bei einigen Beispielprojekten der bereitgestellten Liste empfiehlt sich eine Umplanung unter Berücksichtigung der Anreiz-/Lenkungswirkung** des entwickelten Fördermodells (tendenziell große Rotoren im Verhältnis zur Generatorleistung).
- **Wenige Projekte erscheinen zu den angegebenen Kosten und Ausgestaltungsvarianten wirtschaftlich nicht realisierbar** unter den gebotenen Anreizen (analog zu DE-Referenzertragsmodell).
 - Umplanung der Projekte mit Fokus auf Kosteneffizienz.